

Trabalho de Formatura

Curso de Graduação em Geologia

**CARACTERIZAÇÃO DOS RESERVATÓRIOS DO GRUPO MACAÉ NO CAMPO DE
GAROUPA – BACIA DE CAMPOS – POR MEIO DE INTERPRETAÇÃO SÍSMICA E
PERFIS DE POÇO**

Luana Fernandes do Nascimento

Orientador: Prof. Dr. César Augusto Moreira

Co-orientadora: Dra. Maria Gabriela Castillo Vincentelli

Rio Claro (SP)

2013

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
Instituto de Geociências e Ciências Exatas
Câmpus de Rio Claro

LUANA FERNANDES DO NASCIMENTO

CARACTERIZAÇÃO DOS RESERVATÓRIOS DO GRUPO
MACAÉ NO CAMPO DE GAROUPA – BACIA DE CAMPOS –
POR MEIO DE INTERPRETAÇÃO SÍSMICA E PERFIS DE
POÇO

Trabalho de Formatura apresentado ao Instituto
de Geociências e Ciências Exatas - Câmpus de
Rio Claro, da Universidade Estadual Paulista
Júlio de Mesquita Filho, para obtenção do grau
de Geólogo.

Rio Claro - SP

2013

LUANA FERNANDES DO NASCIMENTO

CARACTERIZAÇÃO DOS RESERVATÓRIOS DO GRUPO
MACAÉ NO CAMPO DE GAROUPA – BACIA DE CAMPOS –
POR MEIO DE INTERPRETAÇÃO SÍSMICA E PERFIS DE
POÇO

Trabalho de Formatura apresentado ao Instituto
de Geociências e Ciências Exatas - Câmpus de
Rio Claro, da Universidade Estadual Paulista
Júlio de Mesquita Filho, para obtenção do grau
de Geólogo.

Comissão Examinadora

Prof. Dr. César Augusto Moreira (orientador)

Dr. Sérgio Antonio Cáceres Contreras

Prof. Dr. George Luiz Luvizotto

Rio Claro, 25 de novembro de 2013.

Assinatura do(a) aluno(a)

Assinatura do(a) orientador(a)

**Dedico essa pesquisa aos meus pais, Francisco e Francisca, e ao meu irmão Leonardo, a
família que eu amo incondicionalmente.**

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer à Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho” e ao Unespetro, que me proporcionou a estrutura necessária para a realização dessa pesquisa e à Landmark pela licença do *software Seisworks*.

Agradeço ao Prof. Dr. César, à Dra. Maria Gabriela e ao Dr. Sérgio por toda a orientação ao longo deste trabalho, por me apoiarem e me auxiliarem em diversos projetos, por todo o conhecimento repassado, pela paciência e compreensão, pela amizade e por toda a confiança depositada.

Também gostaria de agradecer aos companheiros de laboratório que me auxiliaram nesse projeto: Dr. Iata, Dimitri, Ricardo, Danilo e Lucian.

Além de agradecer às pessoas que participaram deste trabalho de conclusão de curso, gostaria de agradecer a todos que me apoiaram durante o período de graduação.

Eu agradeço a Deus por todas as oportunidades e pelas pessoas que Ele colocou em meu caminho.

Aos meus pais Francisco e Francisca. Sem eles, nada disso seria possível. Obrigada pelo amor incondicional, pelo apoio às minhas decisões, pela compreensão nos momentos de família em que estive ausente e por acreditarem no meu potencial. Vocês são guerreiros e exemplos de determinação e responsabilidade. Não tenho palavras para descrever o quanto eu os admiro.

Eu agradeço ao meu irmão Leonardo e minha cunhada Mayara, exemplos de esforço, responsabilidade e superação. Admiro muito vocês e sei que são pessoas que compartilham a felicidade comigo pelas minhas conquistas, assim como o Sidney e a Lina.

Gostaria de agradecer também ao Daniel, pelo apoio e compreensão em todos os momentos. Além de namorado, você é um grande amigo e companheiro para todas as horas. Obrigada por todas as conversas, pela preocupação, por compartilhar as minhas conquistas e me impulsionar ao melhor que eu posso ser.

Obrigada a todos os familiares que torceram por essa conquista, e ao meu primo João Paulo, geólogo, que me impulsionou a seguir esta carreira.

“Os amigos são a família que nos permitiram escolher” e eu tenho os melhores amigos que eu poderia ter.

Gostaria de agradecer à minha turma Álcool’n Geo por todo o companheirismo, diversão e pelas melhores viagens de campo. Conviver com vocês foi sensacional e

conheci pessoas incríveis. Ariane, Bruno, Felipe (Pavas), Filipe (parceiro de campo 2 e açais), Guilherme, André (Lara), Henrique, Lee, Igor, Zé (pela companhia nas caronas, e por me ajudar sempre), Leonardo, Marina, Roberto, Paulo, Rafael, Roger, Tiago, e etc. Todos vocês foram especiais de alguma maneira e desejo muito sucesso e geologia para todos nós.

Em especial, gostaria de agradecer às meninas que foram minha família aqui em Rio Claro. Marry, Aline Carlin, Maria Fernanda e Patricia. Obrigada pela amizade sincera, por todas as conversas, pela preocupação, pela ajuda, pelas viagens, pelos conselhos. Eu tive muita sorte em poder conviver com pessoas tão fantásticas. Nossa convivência nesses cinco anos foi um grande presente e tornou essa fase inesquecível.

Gostaria de agradecer também a todos os amigos que nunca me deixaram sentir a distância entre nós.

Aline Tamura, Rebecca, Rubinho, Camila, Tatiana, Andressa e Babi, todas as suas ligações, conversas e conselhos foram muito importantes para mim, pois me levantaram e me deram forças para seguir em frente em momentos difíceis. A amizade de vocês é indispensável e fico feliz de ver que a distância em nada nos abala.

“No que diz respeito ao empenho, ao compromisso, ao esforço, à dedicação, não existe meio termo. Ou você faz uma coisa bem feita ou não faz.”

Ayrton Senna

RESUMO

A área de estudo abrange o Campo de Garoupa, situado a 75 km da costa do Rio de Janeiro em cota batimétrica média de 125 m, e constitui a primeira descoberta *offshore* importante da Bacia de Campos com produção de hidrocarbonetos nos carbonatos Albianos. A alta significância das rochas carbonáticas reservatórios para o setor petrolífero mundial e o seu grau de complexidade, aliados ao fato do Campo de Garoupa se encontrar em estágio de campo maduro, torna esta pesquisa interessante para elaborar uma visão re-exploratória da área de estudo. O objetivo deste trabalho é realizar a caracterização das propriedades físicas dos reservatórios do Grupo Macaé no Campo de Garoupa por meio de técnicas de correlação de poços, análise petrofísica e interpretação de dados sísmicos (3D), com o intuito de avaliar qualitativa e quantitativamente a resposta dos dados geofísicos à presença de rochas carbonáticas reservatórios. A partir da análise dos perfis geofísicos de poço (raio gama, resistividade, densidade e sônico) foi possível identificar seis níveis reservatórios na Formação Quissamã. Como resultado se obteve que existe uma boa correlação entre os poços do Campo de Garoupa, o que permite acompanhar lateralmente os reservatórios e sua variação de fácies. Na interpretação sísmica, foram gerados mapas de contorno estrutural em tempo (ms) do topo do Grupo Macaé e de dois horizontes correspondentes aos níveis reservatórios. Estes mapas mostram que a área produtora de óleo do campo é um alto estrutural a oeste do cubo sísmico interpretado, classificado como um *rollover* delimitado por falhas laterais que formam um *horst*. Os mapas de atributos sísmicos apresentam boa resposta aos reservatórios deste campo, visto que eles estão associados à anomalias de amplitude - relação verificada pela correlação da propriedade física da rocha com o dado sísmico através de gráficos cruzados, destacando-se uma correlação linear entre os perfis de resistividade e os valores dos atributos Amplitude RMS e Máxima Amplitude Absoluta.

Palavras-Chave: Bacia de Campos. Campo de Garoupa. Grupo Macaé. Interpretação Sísmica. Perfis de Poço.

ABSTRACT

The study area is the Garoupa Field, located 75 km from the coast of Rio de Janeiro in bathymetric elevation of 125 m and it is the first important offshore discovery of the Campos Basin with hydrocarbon production in the Albian carbonates. The high significance of carbonate rock reservoirs for the global oil industry and its degree of complexity, combined with the fact that the Garoupa Field is a mature field, make this research project interesting to develop a re-exploratory vision of the study area. The objective of this paper is to characterize the physical properties of the Macaé Group reservoirs in the Garoupa Field through well correlation techniques, petrophysical analysis and seismic interpretation (3D), in order to evaluate qualitatively and quantitatively the response of geophysical data to the presence of carbonate rock reservoirs. From the analysis of well profiles (gamma ray, resistivity, density and sonic) it was possible to identify six reservoir levels in the Quissamã Formation. As a result, the reservoirs have good correlation between the wells in the Garoupa Field and show lateral facies variation. In the seismic interpretation, structural contour maps were generated in time (ms) from the top of the Macaé Group and two horizons that correspond to the reservoir levels. These maps show that the oil producing area of this field is a structural high located at the west of the interpreted seismic cube, and it was classified as a rollover limited by lateral faults forming a horst. The seismic attribute maps show a good response to the reservoirs of the Garoupa Field because they are associated with amplitude anomalies, verified by the correlation between the physical properties of the reservoir rock and seismic data through cross plots, with emphasis in a linear correlation between the resistivity profile and the values of Maximum Absolute Amplitude and RMS Amplitude attributes.

Keywords: Campos Basin, Garoupa Field, Macaé Group, Seismic Interpretation, Well Profiles.

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Relação de poços perfurados no Campo de Garoupa.....	22
Tabela 2 - Intervalo de tempo de trânsito da matriz para algumas litologias e minerais.....	24
Tabela 3 - Valores de densidade das rochas e fluidos utilizados nesta pesquisa.....	24
Tabela 4 - Perfis geofísicos dos poços disponíveis	29
Tabela 5 - Dados básicos dos poços: classificação, localização, profundidade de perfuração, mesa rotativa (MR) e cota batimétrica (CB)	29
Tabela 6 - Dados da profundidade e das perfilagens dos poços organizados em colunas, utilizados para elaboração das formas gráficas e cálculos	32
Tabela 7 - Reservatórios do poço 7GP_0005A_RJS	46
Tabela 8 - Reservatórios do poço 3GP_0002A_RJS	46
Tabela 9 - Reservatórios do poço 7GP_0006_RJS	47
Tabela 10 - Reservatórios do poço 3GP_0004_RJS	48
Tabela 11 - Reservatórios do poço 7GP_0007_RJS	48
Tabela 12 - Topo dos marcos estratigráficos: Grupo Macaé, camada de calcilutito e Formação Quissamã	49
Tabela 13 - Nomes oficiais dos poços utilizados para análise dos mapas e sua classificação e nomenclatura adotada para plotagem no mapa.....	53

Sumário

1 Introdução.....	12
1.1 Área de Estudo	12
1.2 Objetivo	13
1.3 Justificativa.....	13
2. Geologia da Bacia de Campos	15
2.1 Estratigrafia da Bacia de Campos	17
2.1.1 Formação Cabiúnas	17
2.1.2 Grupo Lagoa Feia	17
2.1.3 Grupo Macaé.....	17
2.1.4 Grupo Campos	18
2.2 Campo de Garoupa	20
3 Fundamentação Teórica	23
3.1 Caracterização Petrofísica Básica	23
3.2 Sísmica de Reflexão.....	25
3.2.1 Atributos Sísmicos.....	26
4 Método e Etapas de Pesquisa.....	29
4.1 Banco de dados.....	29
4.2 Correlação de poços	30
4.3 Interpretação Sísmica	34
4.4 Geração de Mapas.....	38
5 Resultados	42
5.1 Correlação dos Poços.....	42
5.2 Interpretação Sísmica	50
5.3 Mapas de Atributos Sísmicos	58
5.4 Gráficos Cruzados	65
6 Conclusões	68
7 Referências Bibliográficas	70
Apêndice A - Correlação dos Poços A	
Apêndice B - Correlação dos Poços B	

1 Introdução

O petróleo é um importante insumo energético no cenário mundial e sua produção global é de aproximadamente 80 milhões de barris por dia, sendo que o Brasil ocupa a 15ª posição no *ranking*, responsável por 2% da produção total de óleo. Neste contexto, o Rio de Janeiro é responsável por 1,6% dessa produção e representa grande importância para o setor de energia do país (LIMA, 2003).

O Campo de Garoupa constitui a primeira descoberta de hidrocarboneto comercial na Bacia de Campos (1974) nos carbonatos de idade albian. Em 1981, este campo junto aos campos de Namorado, Enchova, Badejo e Pampo iniciaram a produção comercial constituindo 53% da produção marítima de petróleo do Brasil para a data, e atualmente esta Bacia representa a principal produtora de petróleo e gás natural do país, responsável por mais de 80% da produção nacional de hidrocarbonetos (ANP, 2012).

Este campo despertou o interesse pelos reservatórios carbonáticos, que até o momento, não tinham sido descobertos no Brasil. Desde a descoberta deste tipo de reservatório no pré-sal da Bacia de Santos, anunciada em 2007, há um alto investimento em pesquisas para aumentar o grau de conhecimento sobre os carbonatos, visto a sua grande variação de texturas e evolução diagenética. Essas reservas podem colocar o Brasil na lista dos principais países produtores de petróleo e gás do mundo e diminuir sua dependência energética desse produto, considerando que o óleo do pré-sal é de alta qualidade (óleo leve).

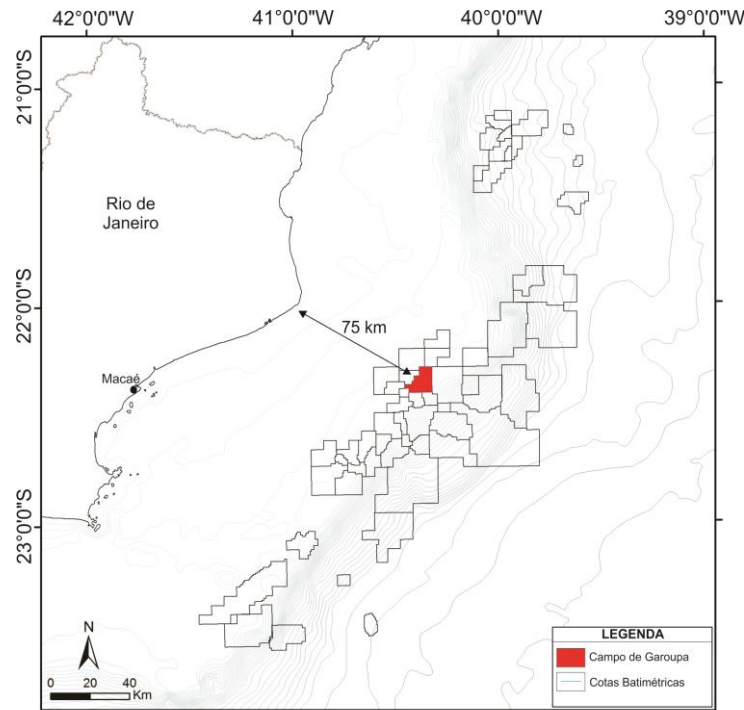
Portanto, é crescente a necessidade de compreender o comportamento e particularidades dos reservatórios carbonáticos. Neste contexto, este trabalho contribui para o aprimoramento e aplicação de técnicas na integração de dados geofísicos e geológicos para rocha carbonática, a partir da caracterização dos reservatórios do Grupo Macaé no Campo de Garoupa.

1.1 Área de Estudo

A área de estudo está localizada na Bacia de Campos, situada no litoral norte do Rio de Janeiro, limitada ao norte pelo Arco de Vitória e a sul pelo Arco de Cabo Frio, na porção sudeste do Brasil, com área aproximada de 100.000 km² até a lâmina d'água de 3000 m (RANGEL & MARTINS, 1998) (Figura 1).

A área em estudo abrange o Campo de Garoupa, situado a 75 km da costa em cota batimétrica média de 125 m. Este campo ocupa a 26ª posição na produção de petróleo na bacia de Campos, produzindo 3,8 Mbbl/dia (BDEP, 2012), foi descoberto em 1974 e entrou em produção em 1977, sendo a primeira descoberta *offshore* importante desta bacia.

Figura 1 - Localização da Bacia de Campos com destaque para o Campo de Garoupa



1.2 Objetivo

O objetivo deste trabalho é realizar uma análise das propriedades físicas dos reservatórios do Grupo Macaé no Campo de Garoupa por meio de técnicas de correlação de poços, análise petrofísica e dados sísmicos (3D), com o intuito de avaliar qualitativa e quantitativamente a assinatura geofísica de níveis carbonáticos reservatórios.

1.3 Justificativa

Os carbonatos possuem grande significância no setor petrolífero mundial, visto que é estimado que cerca de 60% das reservas de petróleo e 40% das reservas de gás estão alojados neste tipo de rocha. No Oriente Médio, onde estão localizadas as maiores reservas de petróleo do mundo, os reservatórios carbonáticos contribuem em grande escala para a produção de hidrocarbonetos da região (Site da Schlumberger – Acessado em agosto de 2013).

Comparado aos reservatórios siliciclásticos, os carbonatos são, geralmente, mais heterogêneos e, portanto, reservatórios mais complexos, pois apresentam alta variabilidade em termos de porosidade, permeabilidade e mecanismos de fluxo em diferentes escalas do reservatório.

Considerando que grandes reservas de petróleo foram encontradas recentemente em reservatórios carbonáticos no Brasil (pré-sal da Bacia de Santos), é de extrema importância compreender as propriedades físicas desta rocha e sua distribuição de fácies.

É importante mencionar que as técnicas petrofísicas tradicionais de pesquisa para o desenvolvimento e avaliação de reservatórios siliciclásticos são pouco eficazes e limitadas quando se trata de rochas carbonáticas, visto a complexidade da porosidade destas rochas e as suas respostas aos métodos geofísicos. Portanto, compreender a rocha carbonática é uma prioridade para a indústria de petróleo, a fim de maximizar a quantidade de produção e recuperação das jazidas. Isto envolve a compreensão detalhada da saturação por fluidos, a distribuição de tamanho de poro, permeabilidade, textura da rocha, tipo de rocha reservatório, e os sistemas naturais de fratura em diferentes escalas, para obter um melhor controle nos diferentes cenários exploratórios.

Os campos de Garoupa, Cherne, Albacora e Namorado representaram o início da exploração de petróleo do Brasil na década de 70 e 80, sendo considerados atualmente como campos maduros na Bacia de Campos.

Além das pesquisas para a descoberta de novas reservas, a análise de áreas que já foram exploradas pode permitir a elaboração de uma visão re-exploratória com a utilização de *softwares* e técnicas modernas.

As empresas de petróleo têm investido em novas áreas de alto potencial e também em seus campos maduros, que vem apresentando declínio na sua produtividade. A necessidade de aumentar o fator de recuperação de seus campos (volume efetivo de petróleo que se extrai de uma jazida) é tão grande quanto a de agregar novas reservas.

A complexidade geológica do Campo de Garoupa, aliada ao seu status de campo maduro, aumenta o interesse de uma reavaliação por meio de novas tecnologias e outras visões re-exploratórias que poderiam contribuir em aumentar sua vida útil.

2. Geologia da Bacia de Campos

A Bacia de Campos, assim como as outras bacias da margem continental sudeste brasileira, foi formada durante os processos extensionais no Neocomiano que levaram à ruptura do supercontinente Gondwana e formação do Oceano Atlântico Sul, resultando na separação das placas Sul-Americana e Africana.

A acumulação de grande volume de hidrocarboneto nesta área foi impulsionada pelo baixo grau de afinamento crustal, reativação das fontes de sedimentos, intensa tectônica adiastrófica e pelas variações globais do nível do mar no Neo-Cretáceo e Neógeno (RANGEL, 1987).

Como todas as bacias de margem passiva atlântica, a história geológica pode ser dividida em três fases principais: Rifte, Transicional e Drifte, descritos a seguir.

No estágio rifte, ocorreu vulcanismo há cerca de 133 milhões de anos, principalmente na região que atualmente corresponde às bacias de Campos e Santos. Entre um intervalo de tempo aproximado de 131 e 120 milhões de anos atrás, a movimentação de falhas gerou bacias do tipo rifte, com uma paleotopografia em blocos altos e baixos (RICCOMINI et al., 2012). Enquanto que nas partes baixas, ocorreu a deposição de sedimentos lacustres, compreendendo folhelhos ricos em matéria orgânica (fitoplâncton), e de arenitos transportados por rios que formavam deltas e adentravam o lago (PEREIRA & FEIJÓ, 1994), sobre os blocos elevados foram depositadas rochas carbonáticas com coquinas (CHANG et al., 2008).

Segundo Riccomini et al. (2012), o estágio pós-rifte (transicional) é, inicialmente, caracterizado pela entrada periódica de um mar ao sul, controlado por um alto topográfico constituído provavelmente por rochas basálticas, compondo um cenário paleogeográfico de um golfo estreito e alongado (Figura 2). O contínuo afundamento do assoalho da bacia, o clima quente, a salinidade da água e as altas taxas de evaporação impulsionaram a formação do pacote de sal - sucessão de evaporitos com até 2.500 m de espessura (CHANG et al., 1990). A halita constitui cerca de 80 % dos sais presentes nessa sequência evaporítica intercalada com anidrita, taquidrita e carnalita (GAMBOA et al., 2008) depositados num intervalo de 400 a 600 mil anos (FREITAS, 2006).

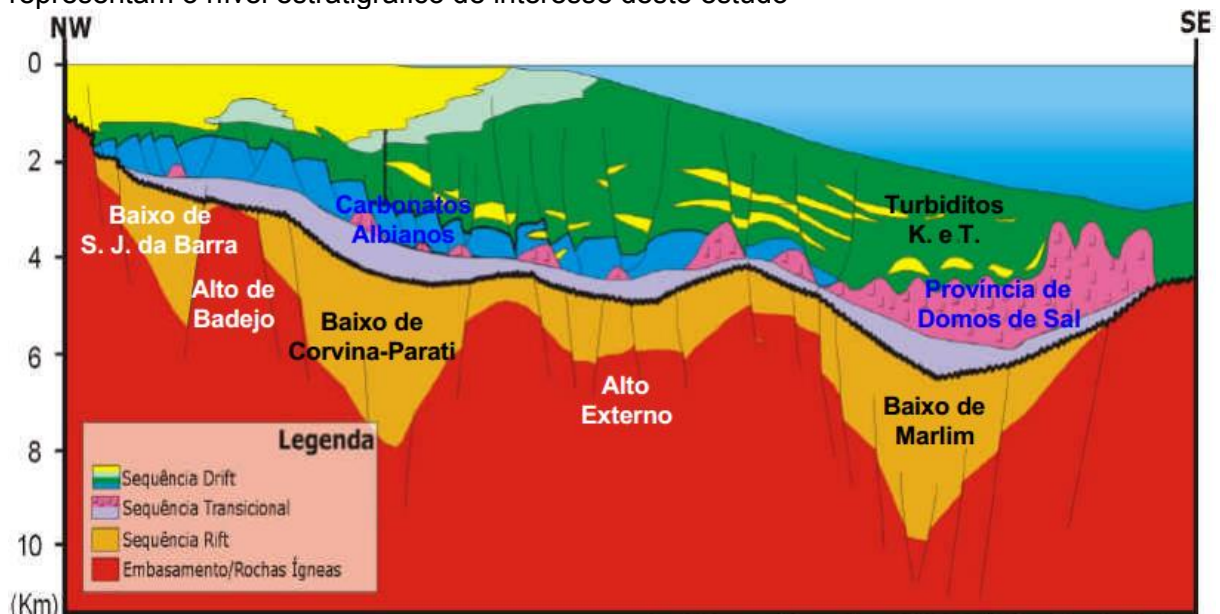
Figura 2 - Paleogeografia do início do estágio pós-rifte



Fonte: Riccomini et al. (2012).

A seguir, a Figura 3 representa uma seção esquemática da Bacia de Campos com a disposição das camadas decorrentes dos estágios de evolução da bacia:

Figura 3 - Seção Esquemática da Bacia de Campos. Os carbonatos albianos (em azul) representam o nível estratigráfico de interesse deste estudo



Fonte: Site da ANP, acessado em março de 2013.

No estágio drifte, ou do oceano, se inicia o afastamento entre os continentes sul-americano e africano e a formação do Oceano Atlântico Sul há aproximadamente 112-111 milhões de anos atrás. Sobre os evaporitos da fase anterior, ocorreu a deposição de sedimentos marinhos a transicionais, principalmente carbonáticos de plataforma e microbialitos, folhelhos de águas profundas (a partir de 96 milhões de anos antes do presente) e arenitos de águas rasas e turbiditos (PEREIRA & FEIJÓ, 1994).

2.1 Estratigrafia da Bacia de Campos

O arcabouço estratigráfico adotado neste trabalho é baseado em Winter et al. (2007) por ser a mais atualizada carta estratigráfica da Bacia de Campos (Figura 4). Diferentemente das publicações anteriores, as antigas formações Lagoa Feia, Macaé e Campos passaram à categoria de grupo. A seguir, é realizada a descrição das unidades da base para o topo da sequência estratigráfica.

2.1.1 Formação Cabiúnas

Esta formação constitui o assoalho oceânico do preenchimento sedimentar da Bacia de Campos e marca o início da fase rifte. Considerada o embasamento econômico da Bacia, é composta por derrames basálticos Eocretácicos (rochas vulcânicas subalcalinas).

2.1.2 Grupo Lagoa Feia

O Grupo Lagoa Feia (idade Barremiana a Aptiana) ocorre discordantemente sobre a Formação Cabiúnas e possui alta diversidade litológica, o que inclui conglomerados polimíticos, arenitos com estratificação cruzada, carbonatos lacustres e folhelhos negros. Este Grupo inclui as formações Coqueiros (coquinas), Itapaboana (sequências conglomeráticas), Gargaú, Macabu (carbonatos, margas e arenitos) e Retiro (evaporitos).

2.1.3 Grupo Macaé

O Grupo Macaé consiste em uma espessa seção carbonática Albo-turoniana e representa o início da implantação do Atlântico Sul (Supersequência Drifte). No Macaé Superior (idade Neoalbiano-Eoturoniano), situa-se o marco estratigráfico *Chalk*, composto por um ritmo de calcilutitos/margas, depositado em resposta a elevação relativa de nível do mar, que afogou os carbonatos de águas rasas do Macaé Inferior - Eo-mesoalbiano – (SPADINI et al., 1987). Este intervalo possui

características distintas em perfis elétricos, o que permite sua identificação nos poços da bacia.

O Grupo Macaé é formado em sua porção proximal por rochas da Formação Goitacás (WINTER et al., 2007) e em sua porção distal, pelas formações Quissamã (calcarenito e calcirrudito – Membro Búzios), Outeiro (calcilutito, marga, folhelho e por vezes, camadas isoladas de arenitos turbidíticos designados informalmente de “Arenito Namorado”) e Formação Imbetiba (margas).

O topo da Formação Outeiro é caracterizado pelo ritmito depositado durante a progressiva elevação relativa do fundo do mar durante o Eo-mesoalbiano (SPADINI et al., 1987). A maior diversidade biótica neste intervalo estratigráfico ocorre como resposta à dessalinização da água devido ao progressivo aumento do nível do mar, apesar do clima quente e seco, predominante durante a deposição da Formação Quissamã.

A Formação Quissamã representa a rampa carbonática que se desenvolve com a progressiva abertura da bacia, cuja base compreende sedimentos carbonáticos de planície de maré, supamaré, intermaré e lagunar e nas porções intermediárias ao topo desta formação, estão depositados sedimentos carbonáticos de alta energia em bancos de calcarenitos oolíticos, oncolíticos e microoncolíticos (WINTER et al., 2007).

2.1.4 Grupo Campos

Sobreposto discordantemente aos carbonatos do Grupo Macaé, Winter et al. (2007) subdividiu o Grupo Campos em três formações. A formação mais proximal, caracterizada por arenitos e carbonatos (calcarenitos e calcirruditos) plataformais, é a Formação Emborê, composta pelo Membro São Tomé (arenitos depositados em ambiente nerítico raso, em sistemas do tipo fandelta), e pelo Membro Grussaí (carbonatos constituídos de bioclastos - predominantemente de algas vermelhas).

As formações Ubatuba e Carapebus são constituídas de folhelhos com alguns corpos de arenitos formados por fluxos turbidíticos. A base deste grupo é marcada pelo folhelho (Marco Verde) que representa o início da megassequência marinha transgressiva que se estende até o Eoceno Inferior.

No sistema petrolífero da Bacia de Campos, as rochas geradoras são os folhelhos calcíferos do Grupo Lagoa Feia, os quais possuem elevado potencial gerador, com teor de carbono orgânico que pode chegar a 9% (querogênio do tipo I). As principais rocha-reservatórios da bacia são: turbiditos arenosos da Formação Carapebus (campos de Marlim, Albacora, Roncador, Barracuda e Marimbá), carbonatos do Grupo Macaé (campos de Garoupa, Bonito, Bicudo, Linguado e Pampo), arenitos do Albo-Cenomaniano (campos de Namorado e Cherne), basaltos fraturados da Formação Cabiúnas (Campo de Badejo) e as coquinas do Grupo Lagoa Feia (Campo de Trilha) (BIZZI et al., 2003).

2.2 Campo de Garoupa

O Campo de Garoupa situa-se a 75 km da costa do Rio de Janeiro, em cota batimétrica média de 125 m e é classificado como a primeira acumulação comercial de hidrocarboneto na Bacia de Campos, a qual ainda produz petróleo com densidade entre 29° a 32° API de reservatórios carbonáticos albianos do Grupo Macaé (CPRM, 2003).

O campo foi descoberto em novembro de 1974 a partir do poço 1-RJS-9A, perfurado com a finalidade de testar uma feição dômica, mapeada por sísmica de reflexão. Os objetivos principais eram os carbonatos do Grupo Macaé e os secundários, os arenitos do Grupo Campos - Formação Carapebus (TIGRE, 1988).

Segundo Thedy et al. (1997), o Grupo Macaé é subdividido no campo em duas formações: a inferior, Formação Quissamã (Eo-Mesoalbiano), onde um sistema de planície de maré associou-se, plataforma adentro, a depósitos neríticos rasos (calcários oncolíticos e calcilutitos bioturbados), e a Formação Outeiro (Neoalbiano-Eoturoniano), constituída por calcilutitos, margas e folhelhos, que reflete o afogamento completo desta plataforma.

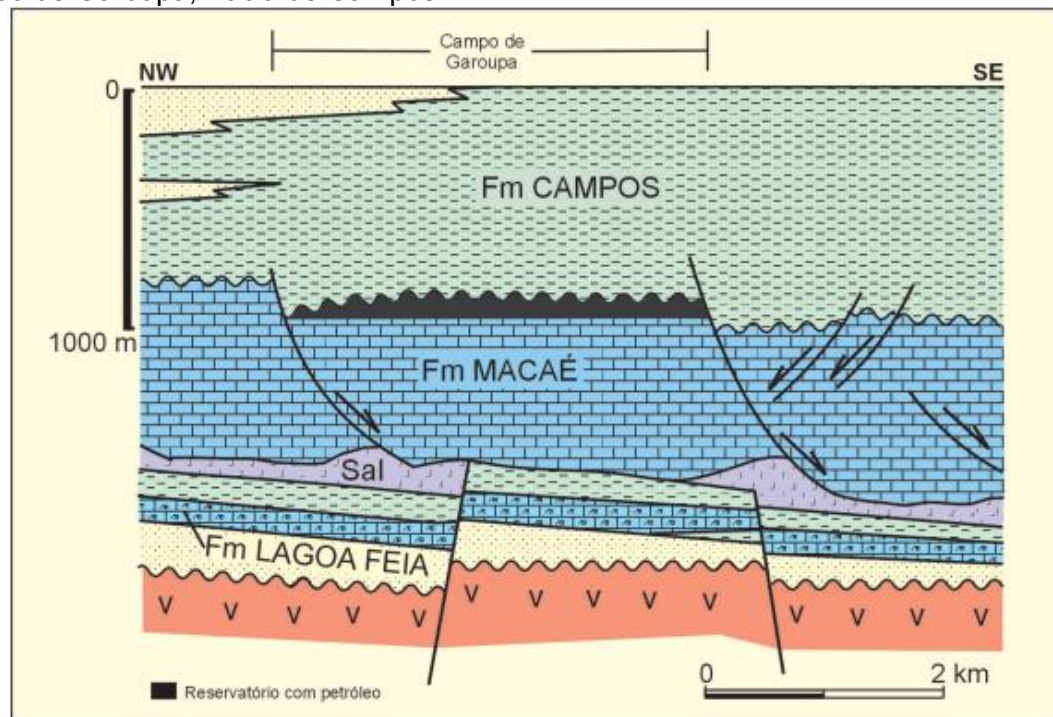
Os reservatórios são constituídos por calcarenitos oncolíticos/oolíticos do Grupo Macaé, Formação Quissamã, com topo situado a cerca de 3130 m. A coluna de óleo no campo é de aproximadamente 145 m, com porosidades de 17% a 22% (TIGRE op. cit.). Os reservatórios do campo encontram-se limitados por falhas lítricas a oeste e a leste, estruturados em uma anticlinal (Figura 5).

O calcilutito da Formação Outeiro constitui a rocha selante dos reservatórios da Formação Quissamã, sendo que estes estão inseridos no contexto de uma trapa

mista (estrutural-estratigráfica). Além da delimitação por falhas, os calcarenitos variam lateralmente para calcilutitos.

Abaixo da camada do Albiano, ocorre a sequência aptiana representando a fase rifte, e entre ambas, há uma camada de sal que tem sua espessura diminuída ao longo do reservatório do campo.

Figura 5 - Seção geológica esquemática com a configuração estrutural-estratigráfica do Campo de Garoupa, Bacia de Campos.



Fonte: CPRM (2003).

O campo apresenta 44 poços perfurados, dos quais 31 produtores, 8 abandonados e 5 secos (BDEP, 2013) (Tabela 1). As reservas de óleo e gás no reservatório Macaé deste campo foram calculadas em 58 milhões de barris de óleo e 1,6 bilhão de m³ de gás (CPRM, 2003).

Tabela 1 - Relação de poços perfurados no Campo de Garoupa.

CATEGORIA	POÇO	TIPO	RESULTADO	PROFUNDIDADE	LÂMINA DE ÁGUA
Produção	7GP 0005 RJS	desenvolvimento	abandonado por acidente mecânico	216.0	119.50
	7GP 0005A RJS	desenvolvimento	produtor comercial de óleo	3272.0	120.10
	7GP 0006 RJS	desenvolvimento	abandonado por outras razões	3303.0	122.00
	7GP 0007 RJS	desenvolvimento	produtor comercial de óleo	3345.0	121.60
	7GP 0008D RJS	desenvolvimento	produtor comercial de óleo	3584.0	123.00
	7GP 0009D RJS	desenvolvimento	produtor subcomercial de óleo	3602.0	118.00
	7GP 0011D RJS	desenvolvimento	produtor comercial de óleo	3371.0	121.00
	7GP 0012D RJS	desenvolvimento	produtor comercial de óleo	3845.0	121.00
	7GP 0013D RJS	desenvolvimento	produtor comercial de óleo	3825.0	121.00
	7GP 0014D RJS	desenvolvimento	abandonado por outras razões	3820.0	121.00
	7GP 0014DARJS	desenvolvimento	abandonado por objetivo/alvo nao atingido	3681.0	121.00
	7GP 0014DBRJS	desenvolvimento	abandonado por acidente mecânico	3318.6	121.00
	7GP 0014DCRJS	desenvolvimento	produtor subcomercial de óleo	3633.0	121.00
	7GP 0015D RJS	desenvolvimento	produtor comercial de óleo	3759.0	121.00
	7GP 0017D RJS	desenvolvimento	produtor subcomercial de óleo	3729.0	125.00
	7GP 0017DARJS	desenvolvimento	abandonado por acidente mecânico	3729.0	125.00
	7GP 0017DBRJS	desenvolvimento	produtor subcomercial de óleo	3775.0	125.00
	7GP 0021D RJS	desenvolvimento	produtor comercial de óleo	4064.0	121.00
	7GP 0022D RJS	desenvolvimento	produtor comercial de óleo	4150.0	121.00
	7GP 0026D RJS	desenvolvimento	produtor comercial de óleo	4015.0	121.00
	7GP 0027D RJS	desenvolvimento	produtor comercial de óleo	3572.0	120.00
	7GP 0029 RJS	desenvolvimento	produtor comercial de óleo	3222.0	120.00
	7GP 0030D RJS	desenvolvimento	produtor comercial de óleo	3522.0	120.00
Injeção	8GP 0016D RJS	desenvolvimento	produtor comercial de óleo	3900.0	121.00
	8GP 0018D RJS	desenvolvimento	produtor comercial de óleo	3550.0	121.00
	8GP 0019D RJS	desenvolvimento	produtor comercial de óleo	3514.0	121.00
	8GP 0020D RJS	desenvolvimento	produtor comercial de óleo	3811.0	121.00
	8GP 0025D RJS	desenvolvimento	produtor comercial de óleo	4080.0	121.00
	8GP 0028D RJS	desenvolvimento	produtor comercial de óleo	3622.0	120.00
Pioneiro	1RJS 0009 RJ	exploratório	abandonado por acidente mecânico	3102.0	124.00
	1RJS 0009A RJ	exploratório	descobridor de campo com óleo	3751.0	124.00
	1RJS 0015 RJ	exploratório	produtor subcomercial de óleo	4171.0	115.00
	1RJS 0031 RJ	exploratório	seco sem indícios de petróleo	3581.0	140.00
	1RJS 0171 RJ	exploratório	produtor subcomercial de óleo	3338.0	127.00
	1RJS 0184 RJ	exploratório	produtor subcomercial de óleo	3235.0	115.00
	1RJS 0185 RJ	exploratório	produtor subcomercial de óleo	3264.0	120.00
	1RJS 0283 RJ	exploratório	descobridor de campo com óleo	3389.0	111.00
Extensão	3-BRSA-235-RJS	exploratório	seco com indícios de óleo	2830.00	113.00
	3GP 0002 RJS	exploratório	abandonado por acidente mecânico	217.0	118.80
	3GP 0002A RJS	exploratório	extensão produtor de óleo	3416.0	119.00
	3GP 0003 RJS	exploratório	seco sem indícios de petróleo	3500.0	120.00
	3GP 0004 RJS	exploratório	extensão produtor de óleo	3376.0	121.00
	3GP 0010 RJS	exploratório	seco sem indícios de petróleo	4513.0	131.00
	3RJS 0288 RJ	exploratório	seco sem indícios de petróleo	2918.0	116.00

Fonte: BDEP (2013)

3 Fundamentação Teórica

A Geofísica abrange o estudo da subsuperfície da Terra a partir de medições das suas propriedades físicas. A interpretação destes dados, associada às informações geológicas, permitem a identificação de estruturas e feições em zonas inacessíveis, o que torna possível a confecção de um modelo com a utilização de métodos de investigação indiretos.

Os métodos geofísicos amplamente utilizados para prospecção de hidrocarbonetos são: a perfilagem, que fornece informações importantes da sequência estratigráfica e rochas reservatórios, e a sísmica de reflexão, que abrange áreas extensas e permite a análise de estruturas presentes no modelo geológico da área de interesse.

3.1 Caracterização Petrofísica Básica

A perfilagem geofísica é definida, segundo Rider (2000), como sendo o registro contínuo dos parâmetros geofísicos captados ao longo da parede de um poço, com utilização de ferramentas a cabo ou, ainda, de ferramentas acopladas nas colunas de perfuração. Os valores medidos resultam em curvas denominadas perfis geofísicos, os quais representam diferentes propriedades da rocha, que interpretados de maneira conjunta, delimitam os reservatórios. A seguir, uma descrição dos perfis geofísicos utilizados nessa pesquisa:

- **Registro de Raio Gama** – (*gamma ray log* - GR): Quantifica a radioatividade natural da rocha, emitida pela presença dos elementos instáveis ^{238}U , ^{232}Th e ^{40}K , apresentada na escala de graus API. Este perfil é utilizado principalmente para identificação de litologias, para correlação de intervalos estratigráficos e ainda para o cálculo de argilosidade, no caso de siliciclastos;

- **Registro Sônico** – (DT): Mede o tempo de trânsito de uma onda mecânica através das rochas. A unidade de medição é o microsegundos por pé – $\mu\text{s/ft}$ - e pode ser utilizado para estimativas de porosidade, visto que quanto maior a separação entre os grãos, maiores os valores de DT. Este registro também pode ser usado para construção do sismograma sintético, que auxilia a correlação do poço com a seção sísmica. A Tabela 2 apresenta o intervalo de tempo de trânsito da matriz para as principais litologias.

Tabela 2 - Intervalo de tempo de trânsito da matriz para algumas litologias e minerais

Litologia	Δt_{ma} ($\mu s/ft$)
Arenitos (compactados)	55,5 - 51
Quartzo	55,1
Calcários	53 - 47,6
Calcita	46,5
Dolomito	45 - 38,5
Dolomita	40
Folhelho	167 - 62,5

Fonte: Stevanato (2011)

- **Registro de Densidade** – (RHOB): Estimada com a medição da radiação gama que volta para o detector, depois da colisão dos raios gama artificiais com os elétrons da formação. Este perfil é apresentado em gramas por centímetro cúbico – g/cm^3 . Em termos geológicos, essa densidade é uma função da matriz e do fluido alojado nos poros (STEVANATO, 2011). A partir desse registro, pode ser calculada a porosidade relativa (PHID). A Tabela 3 apresenta os valores de densidade padrão para as rochas e fluidos mais comuns na área de estudo.

Tabela 3 - Valores de densidade das rochas e fluidos utilizados nesta pesquisa

Material	Densidade g/cm^3
Arenito e Folhelho	2,65
Carbonato	2,71
Óleo	0,9
Água Salgada	1,1
Água doce	1

Fonte: Bassiouni (1994).

- **Registro de Resistividade** – (ILD): Mede a resistividade da rocha em relação à passagem de uma corrente elétrica induzida na litologia, onde a unidade de medida é ohm.m. O registro de resistividade é utilizado, principalmente, para determinar o tipo do fluido dentro de reservatório, sendo que água salgada corresponde aos valores mais baixos (1-3 ohm.m) e hidrocarbonetos geram altos valores de resistividade (>20 ohm.m).

3.2 Sísmica de Reflexão

A sísmica de reflexão é o método mais utilizado para a indústria de hidrocarbonetos, devido a sua densa amostragem em área e profundidade vinculada ao desenvolvimento de técnicas de aquisição, processamento e interpretação dos dados sísmicos, que permitem a identificação de áreas propícias à acumulação de óleo e a elaboração de um modelo geológico que será usado como parâmetro para perfuração.

O método de reflexão sísmica consiste na geração de ondas por fontes artificiais (emissor) – explosivos, canhões de ar comprimido, etc. – e registro das reflexões destas ondas provenientes de interfaces em subsuperfície por receptores – geofones ou hidrofones.

A onda gerada propaga-se em subsuperfície, sendo parcialmente refletida quando encontra um meio com propriedades elásticas diferentes. Os tempos de chegada de cada reflexão dependem da velocidade de propagação da onda sísmica em cada camada.

De acordo com Yilmaz (2000), a análise sísmica é composta pelas seguintes partes:

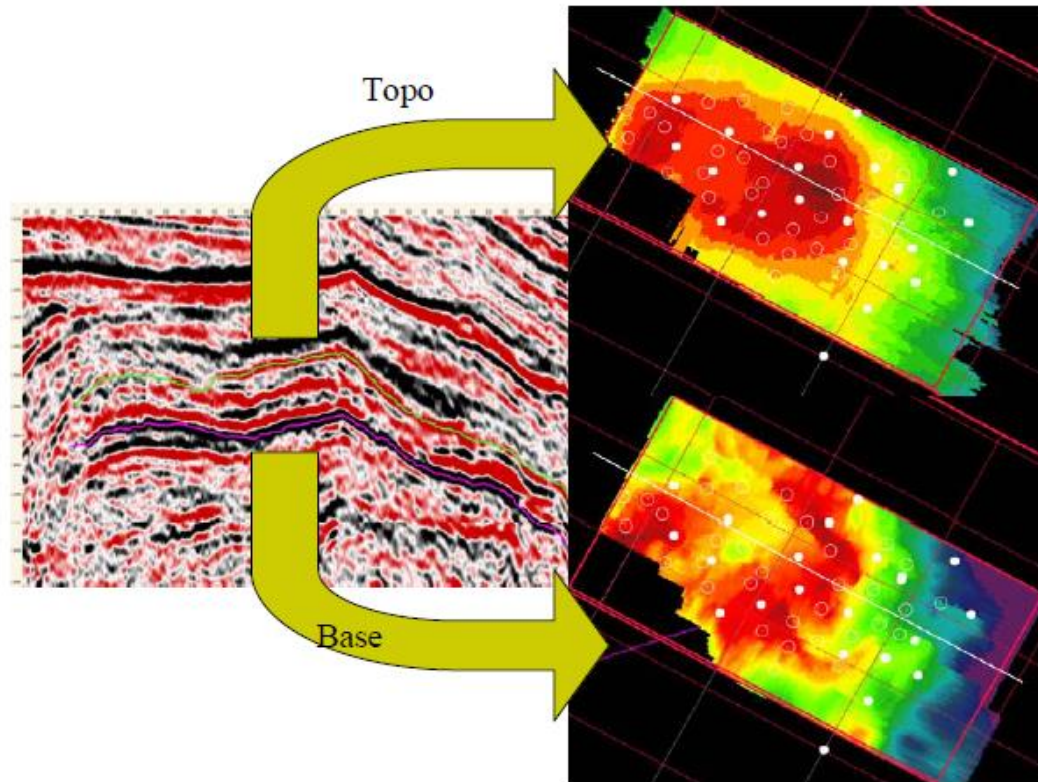
- 1) Aquisição Sísmica – os sensores na superfície captam as ondas geradas artificialmente em terra ou no mar. A aquisição pode ser 2D, quando realizada através de uma única linha, ou 3D (cubo sísmico);
- 2) Processamento sísmico – diminui a quantidade de ruídos e ajusta os tiros sísmicos para aperfeiçoar a apresentação das estruturas geológicas;
- 3) Interpretação sísmica – identificação de horizontes cronoestratigráficos, feições estruturais, áreas de interesse para acúmulo de hidrocarbonetos e caracterização de reservatórios.

Quando as ondas refletidas são captadas por receptores dispostos em uma malha regular (linhas e traços), na superfície ou mar, o levantamento sísmico é tridimensional.

A sísmica 3D tem provado ser uma ferramenta poderosa para imagear a subsuperfície e demonstra alta razão custo/benefício, pois reduz os riscos de exploração e fornece um melhor indicativo para posicionamento de novos poços (LINER, 2004). Além disso, a sísmica 3D é responsável pela melhora nas estimativas das reservas de hidrocarbonetos (KNIGHT, 1989).

A partir da interpretação de horizontes cronoestratigráficos, mapas de contorno estrutural dos mesmos podem ser gerados em tempo (Figura 6).

Figura 6 - Mapas de interpretação do topo e base do reservatório em tempo (ms)



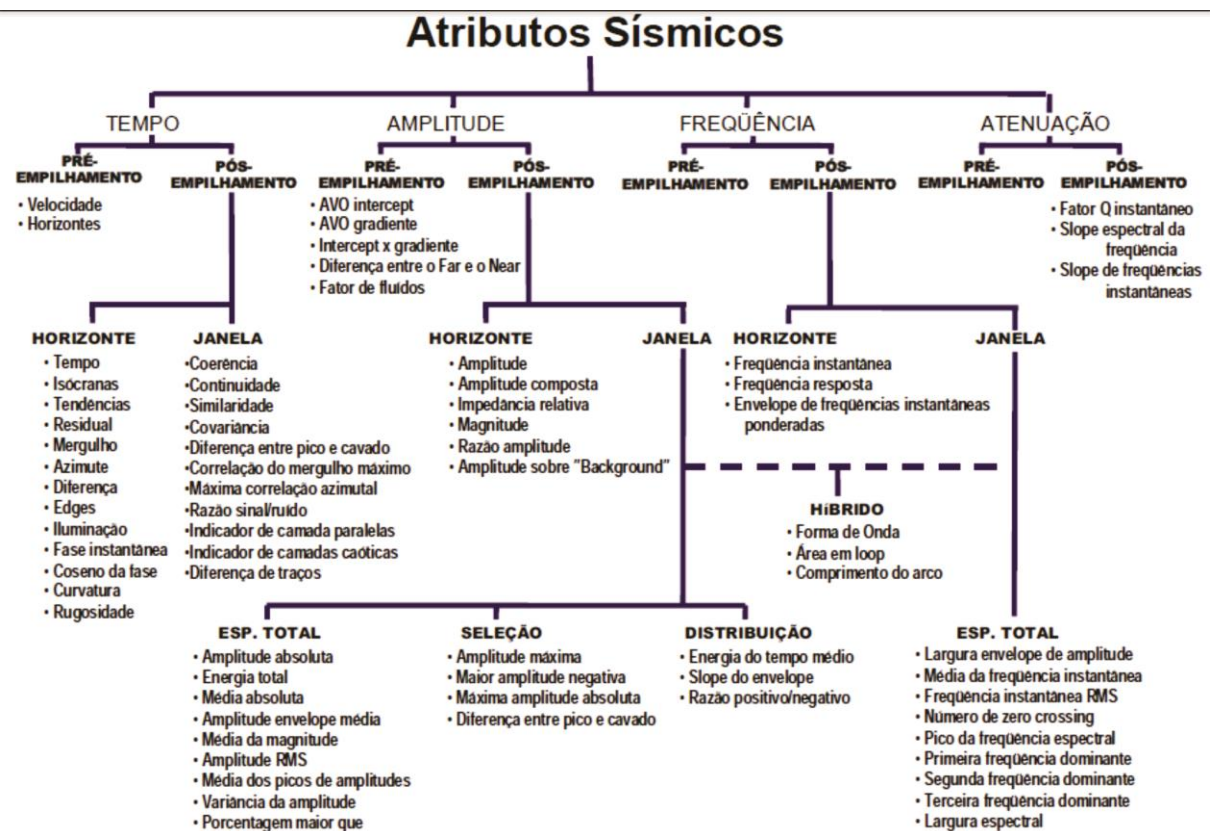
Fonte: Apostila PUC-Rio (2012).

3.2.1 Atributos Sísmicos

A análise de regiões de interesse para hidrocarbonetos pode ser realizada através de combinações matemáticas associadas a outras informações extraídas da sísmica, denominadas atributos sísmicos.

Há uma grande quantidade de atributos sísmicos, dentre os quais alguns podem ser utilizados como indicadores de hidrocarboneto, outros como indicadores de falhas geológicas. Portanto, a seleção do atributo sísmico depende dos objetivos da análise. Alguns atributos estão representados na Figura 7:

Figura 7 - Classificação dos Atributos Sísmicos



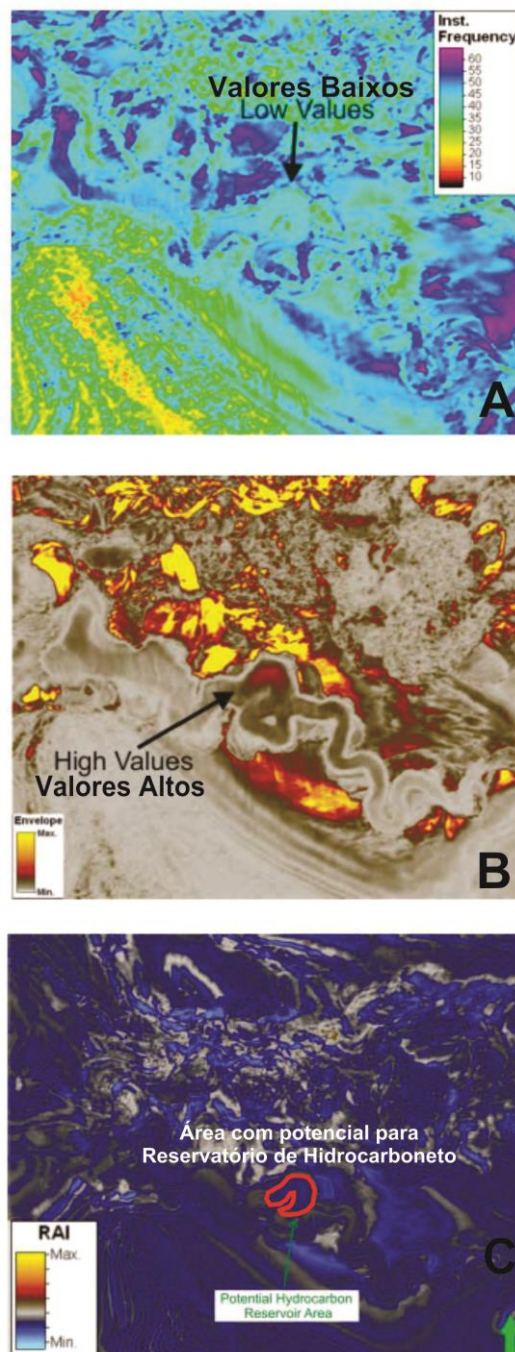
Fonte: Brown (2001).

Os atributos sísmicos podem ser aplicados em dados *pré-stack* ou *pós-stack* ou “*pós-empilhamento*”, sendo estes últimos, correspondentes ao tipo de dados desta pesquisa. Os atributos sísmicos *pós-empilhamento* podem ser gerados, segundo Chen e Sidney (1997), como:

- Baseado na seção sísmica: processamento específico em uma seção com o objetivo de realçar uma característica de interesse. Geralmente, são gerados a partir da análise do traço sísmico complexo, como frequência instantânea;
- Baseados em eventos ou horizontes: são extraídos da sísmica a partir de um horizonte como referência;
- Volumétricos: extensão dos métodos baseados em eventos por todo um cubo sísmico.

A identificação de anomalias sísmicas de um intervalo de interesse, associada à análise de diferentes mapas de atributos, permite determinar áreas com potencial de acumulação para hidrocarbonetos (Figura 8).

Figura 8 - Seções horizontais de: (a) frequência instantânea; (b) envelope e (c) Impedância Acústica Relativa. A interpretação conjunta destes três atributos em seções horizontais a várias profundidades permitiu a delineação de uma área de potencial acumulação de hidrocarbonetos (em vermelho).



Fonte: Azevedo (2009).

4 Método e Etapas de Pesquisa

Esta pesquisa foi desenvolvida a partir do conjunto de dados sísmicos e de poços previamente fornecidos pela Agência Nacional do Petróleo – ANP através da política de disponibilização de dados públicos para pesquisa em universidades. O desenvolvimento da pesquisa foi dividido nas seguintes etapas:

4.1 Banco de dados

Esta fase é caracterizada pela organização de um banco de dados que compreende um cubo sísmico 3D de 50 km², 6 poços (3GP_0002A_RJS, 3GP_0003_RJS, 3GP_0004_RJS, 7GP_0005A_RJS, 7GP_0006_RJS, 7GP_0007_RJS) e seus respectivos perfis compostos, pastas de poço e curvas básicas no formato .las – arquivo digital (Tabelas 4 e 5).

Tabela 4 - Perfis geofísicos dos poços disponíveis

POÇO	DADOS			PERFIS GEOFÍSICOS				
	Pasta de Poço	Perfil Composto	Curvas .LAS	GR	RHOB	ILD	SP	DT
3GP_0002A_RJS	x	x	x	x	x	x		x
3GP_0003_RJS	x	x	x	x	x	x		x
3GP_0004_RJS	x	x	x	x	x	x		x
7GP_0005A_RJS	x	x	x	x	x	x	x	
7GP_0006_RJS	x	x	x	x	x	x	x	
7GP_0007_RJS	x	x	x	x	x	x	x	

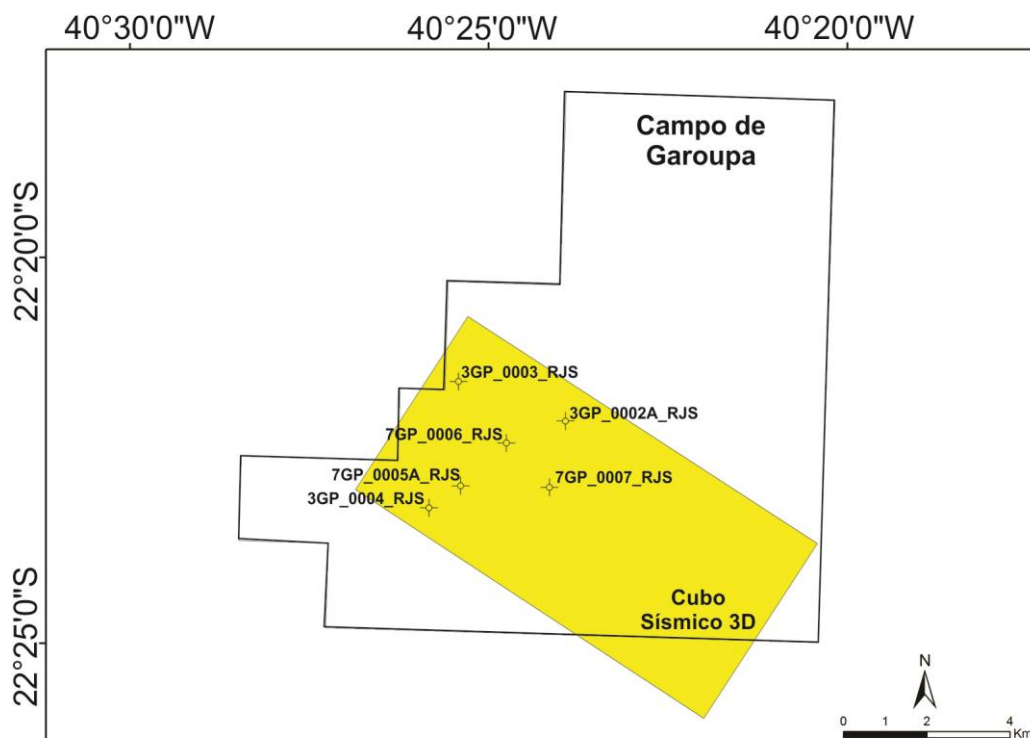
Tabela 5 - Dados básicos dos poços: classificação, localização, profundidade de perfuração, mesa rotativa (MR) e cota batimétrica (CB)

POÇOS	COORDENADAS UTM		Profundidade de Perfuração (m)	MR (m)	CB (m)	Classificação
	X	Y				
3GP_0002A_RJS	356055	7526173	3416	16,3	119	Extensão Produtor de Óleo
3GP_0003_RJS	353462	7527014	3500	19,5	120	Seco
3GP_0004_RJS	352878	7523967	3376	25	121	Extensão Produtor de Óleo
7GP_0005A_RJS	353609	7524523	3272	13	120	Desenvolvimento Produtor de Óleo
7GP_0006_RJS	354663	7525590	3303	23	122	Abandonado
7GP_0007_RJS	355739	7524573	3345	23	121,6	Desenvolvimento Produtor de Óleo

A pasta de poço é um arquivo que compreende o histórico de operações de um poço e possui a análise geológica das amostras obtidas durante a perfuração e por vezes, resultado de análises laboratoriais nos intervalos de interesse. O perfil composto contém os perfis geofísicos, a interpretação litológica do poço e indícios de hidrocarbonetos, enquanto que os arquivos em formato .LAS possuem um cabeçalho com informações de aquisição dos dados, os valores de profundidade e de quatro perfis geofísicos medidos no poço.

A localização dos poços e do cubo sísmico 3D está ilustrada a seguir na Figura 9:

Figura 9 - Localização dos poços e do cubo sísmico 3D (amarelo) obtidos para o estudo do Campo de Garoupa.



4.2 Correlação de poços

Para o início da correlação de poços, é necessário a elaboração de gráficos usando os dados dos arquivos .LAS de cada poço, contendo os valores de profundidade (m), perfis de raio gama (GR), sônico (DT), elétrico (ILD) e de densidade (RHOB) (Figura 10 e Tabela 6). Os perfis compostos não podem ser editados, porém podem ser consultados e interpretados os dados do perfil calíper e

porosidade neutrônica que não vieram no arquivo .las devido ao limite de 4 curvas fornecidos pelo Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP).

As perfilagens dos poços deste campo geralmente se iniciam na profundidade de 400 m e se estendem até 3500 m (valor máximo entre os poços obtidos). Como o intervalo de interesse (Grupo Macaé) se inicia, em média, neste campo, a uma profundidade de 3000 m até o fim da perfilagem, foi adotado para este trabalho, o limite das formas gráficas da profundidade de 2900 m até 3500 m para todos os poços, contendo o intervalo de interesse Albiano.

Figura 10 – Gráficos dos perfis de poço GR, RHOB, ILD e DT elaborados com os dados dos arquivos .LAS do poço 3GP_0003_RJS.

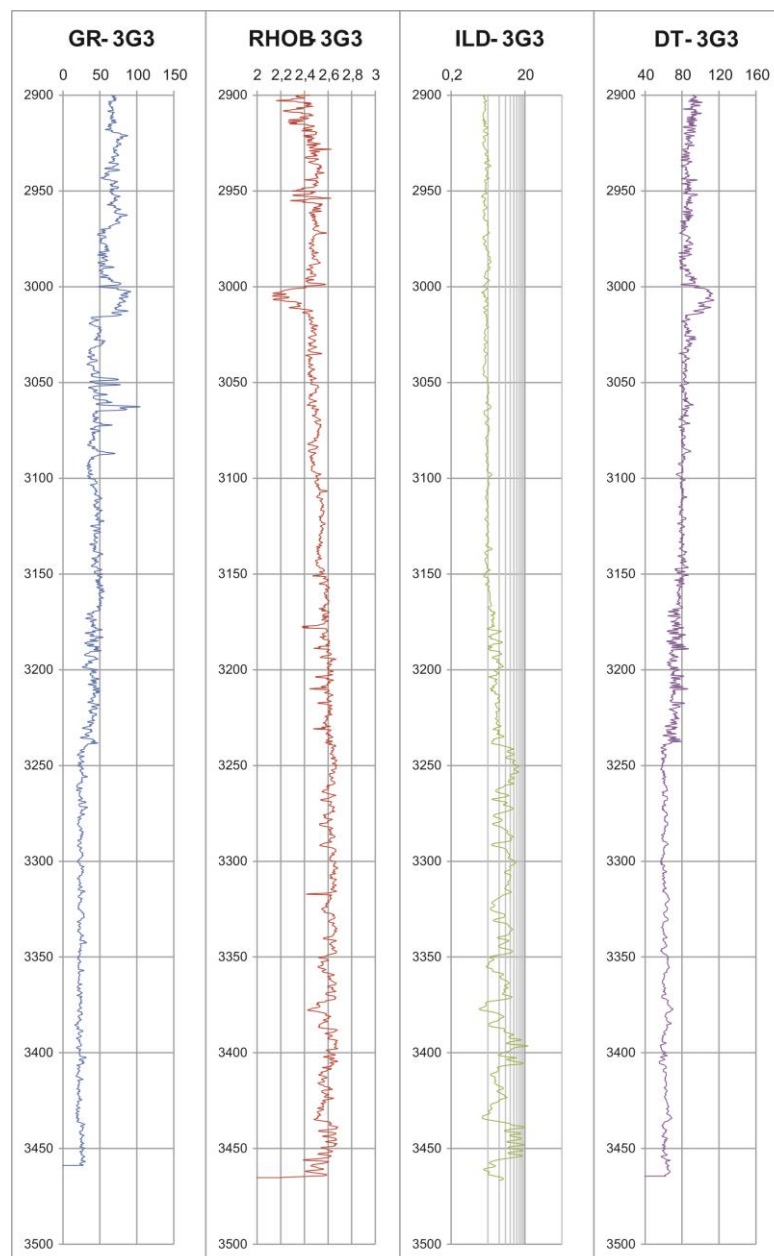


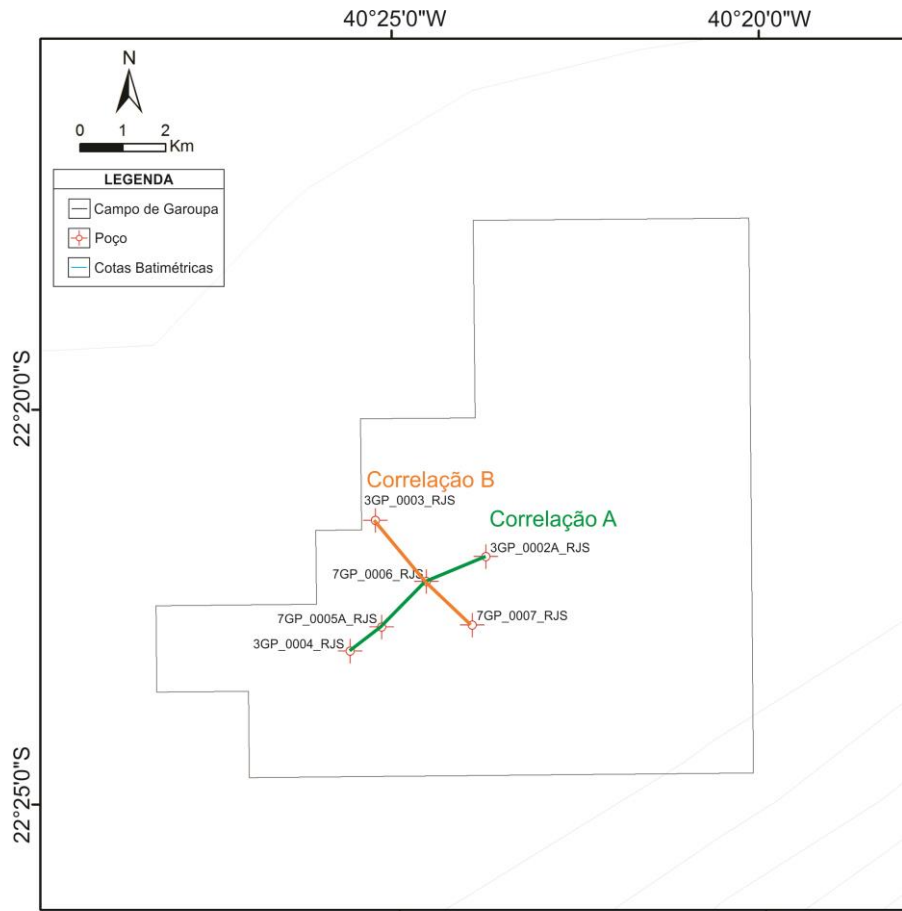
Tabela 6 - Dados da profundidade e das perfilagens dos poços organizados em colunas, utilizados para elaboração das formas gráficas e cálculos

Profundidade (m)	GR	RHOB	ILD	DT
3254,6	15,4231	2,0901	12,9141	87,9297
3254,8	15,6118	2,1221	13,0463	89,0078
3255	15,7615	2,1428	12,6172	89,0234
3255,2	15,3477	2,1411	12,6836	87,8398
3255,4	14,6367	2,1262	14,1836	85,7852
3255,6	14,1958	2,1238	16,3867	83,7109
3255,8	14,075	2,1288	17,4275	81,2461
3256	13,9138	2,1347	15,7695	79,8711
3256,2	13,9336	2,1445	11,7383	81,1211
3256,4	14,7969	2,1619	9,1445	83,6094
3256,6	16,3281	2,1695	8,6663	85,375
3256,8	17,575	2,1545	8,8594	85,0547
3257	17,4336	2,1398	9,207	84,2812
3257,2	15,8672	2,1443	10,0312	83,3633

Para a correlação dos poços, são considerados os valores dos perfis e a morfologia das curvas. Para o carbonato, comumente o perfil de Raio Gama possui valores baixos (< 50 API) e o perfil de densidade (RHOB) pode variar de 2,28 a 2,67 g/cm³ (calcarenito). Os intervalos que contém óleo geralmente apresentam resistividades altas (>20 ohm.m).

A correlação de poços é realizada a partir da identificação de camadas com geometrias e propriedades físicas semelhantes entre os perfis dos poços na direção NW e NE do campo, a fim de proporcionar uma visão da distribuição dos reservatórios na região (Figura 11).

Figura 11 - Localização das correlações de poços A (verde) e B (laranja)



A partir da integração das curvas geradas com os dados da pasta de poço (descrição de amostras) e do perfil composto, foi possível determinar o topo do Grupo Macaé - Formação Outeiro – e sua subdivisão em Formação Quissamã. Com a combinação da análise dos perfis de raio gama, elétrico e densidade determinou-se as zonas de melhor porosidade, a rocha selante, os reservatórios na Formação Quissamã e a presença de óleo e água no carbonato.

Com a correlação dos reservatórios identificados nas duas seções estratigráficas, é possível observar o comportamento dos mesmos no campo. Definidos os limites dos reservatórios, foram feitos cálculos da média de valores de resistividade e densidade, usando os dados dos arquivos .LAS para estes intervalos de profundidade, e foi confeccionada uma tabela com as propriedades destes reservatórios. Os valores de porosidade foram calculados pelo perfil de densidade (Equação 1).

$$\Phi = \frac{\rho_m - \rho_l}{\rho_m - \rho_f}$$

ρ_m = densidade da matriz

ρ_l = densidade lida do registro

ρ_f = densidade do fluido

(1)

4.3 Interpretação Sísmica

Os dados sísmicos foram carregados no software da Landmark – Seisworks – plataforma r5000.

O cubo sísmico 3D, é adquirido em tempo duplo, pois é medido o tempo de viagem da onda entre o emissor, refletor e o receptor. Para relacionar idade geológica com horizonte cronoestratigráfico nos dados sísmicos, foi utilizada a calibração poço-sísmica. Essa correlação depende de alguns cálculos, já que a profundidade do dado sísmico é dado em tempo (ms) e as informações de poço são medidas em profundidade (m).

Para esta conversão é utilizado o perfil sônico (DT) do arquivo .LAS. O DT é medido em $\mu\text{s}/\text{ft}$, logo o primeiro passo é uma conversão de $\mu\text{s}/\text{ft}$ para m/s. A partir desta velocidade, pela Equação 2, foi obtido o valor de tempo simples da onda. Entretanto, a escala de tempo da sísmica é o tempo de ida e volta da onda, portanto, este valor é multiplicado por 2. Assim, estes cálculos resultam no valor de tempo em que um horizonte deve estar localizado na sísmica, o que permite a conversão tempo-profundidade.

$$Vm = \frac{\Delta S}{\Delta t}$$

V_m = Velocidade média (m/s)

ΔS = Intervalo de profundidade (m)

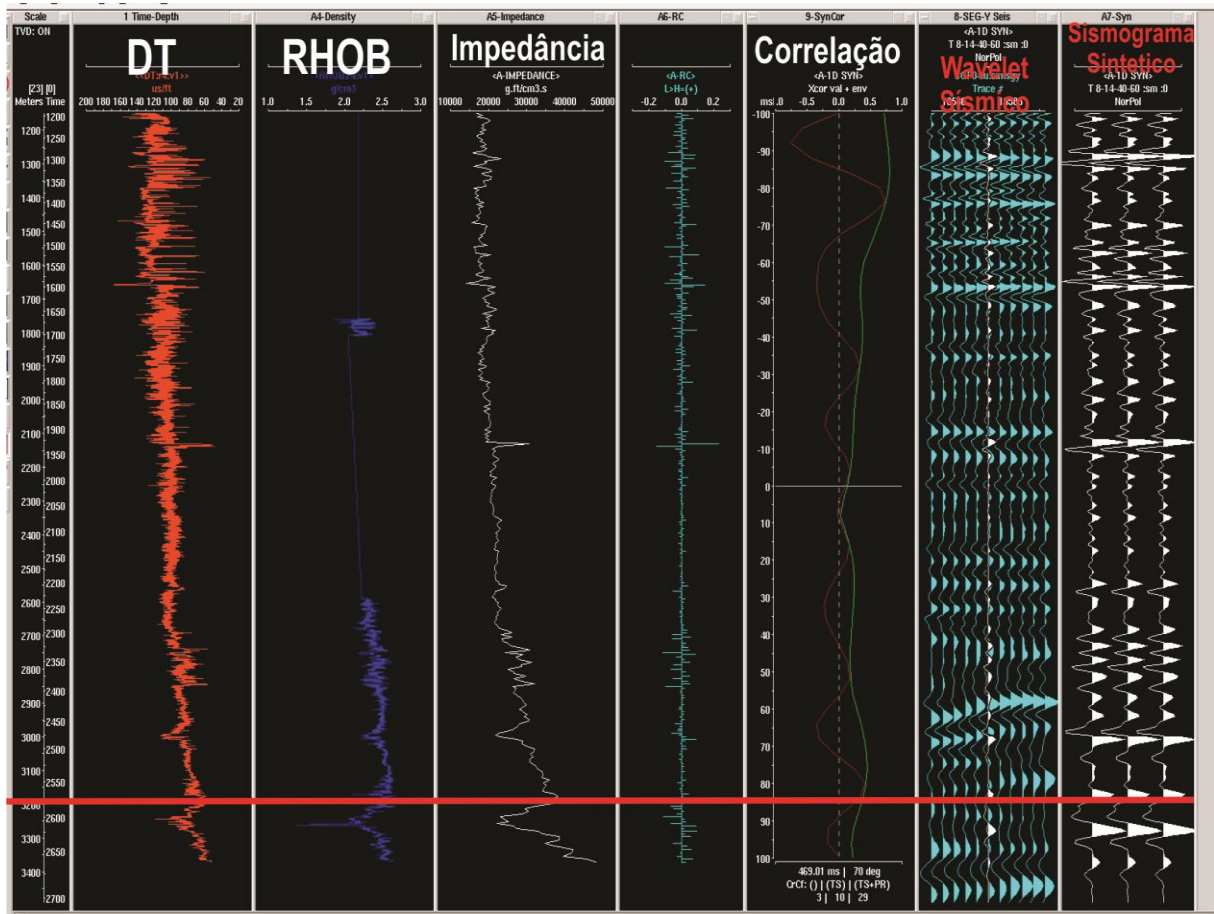
Δt = Intervalo de tempo (s)

(2)

Além desta conversão, com o perfil sônico e de densidade foi integrado um perfil sintético do poço para a calibração rocha-perfil sísmico entre um poço e uma linha

sísmica que se interceptam, com o intuito de identificar os refletores correspondentes aos intervalos estratigráficos dos reservatórios carbonáticos (Figura 12). A correlação entre o sismograma sintético em branco, e a sísmica (*wavelet* em azul) é de pelo menos 83%.

Figura 12 - Construção do sismograma sintético do poço 3GP_0004_RJS e localização do topo da Formação Quissamã (linha vermelha).



Com estes dois métodos de calibração, é possível identificar o refletor sísmico referente aos horizontes estratigráficos identificados no poço a partir da sua localização na escala de tempo e do cruzamento do poço com a linha sísmica.

A resolução vertical da sísmica refere-se a menor espessura de uma camada que poderá ser identificada com as técnicas de processamento e interpretação sísmica (BERGAMASCHI, 1993). Esta limitação pode ser definida como $\frac{1}{4}$ do comprimento de onda (Equação 3).

$$Z_{\max} = \lambda/4$$

$Z_{\max}$ = resolução vertical do método sísmico

λ = Comprimento de onda

(3)

Nesta linha, a resolução calculada nos níveis reservatórios é de 17 m e, portanto, não há um horizonte sísmico para cada reservatório, devido a suas espessuras que variam de 9 a 38 m (Figura 13). Assim, para esta pesquisa, adota-se que o horizonte Quissamã R A abrange os reservatórios R1 e R2, enquanto que o horizonte Quissamã R B abrange os reservatórios R3 a R6, delimitados a partir da aplicação dos sismogramas sintéticos na sísmica (Figura 14).

Figura 13 - Cálculo da Resolução Sísmica

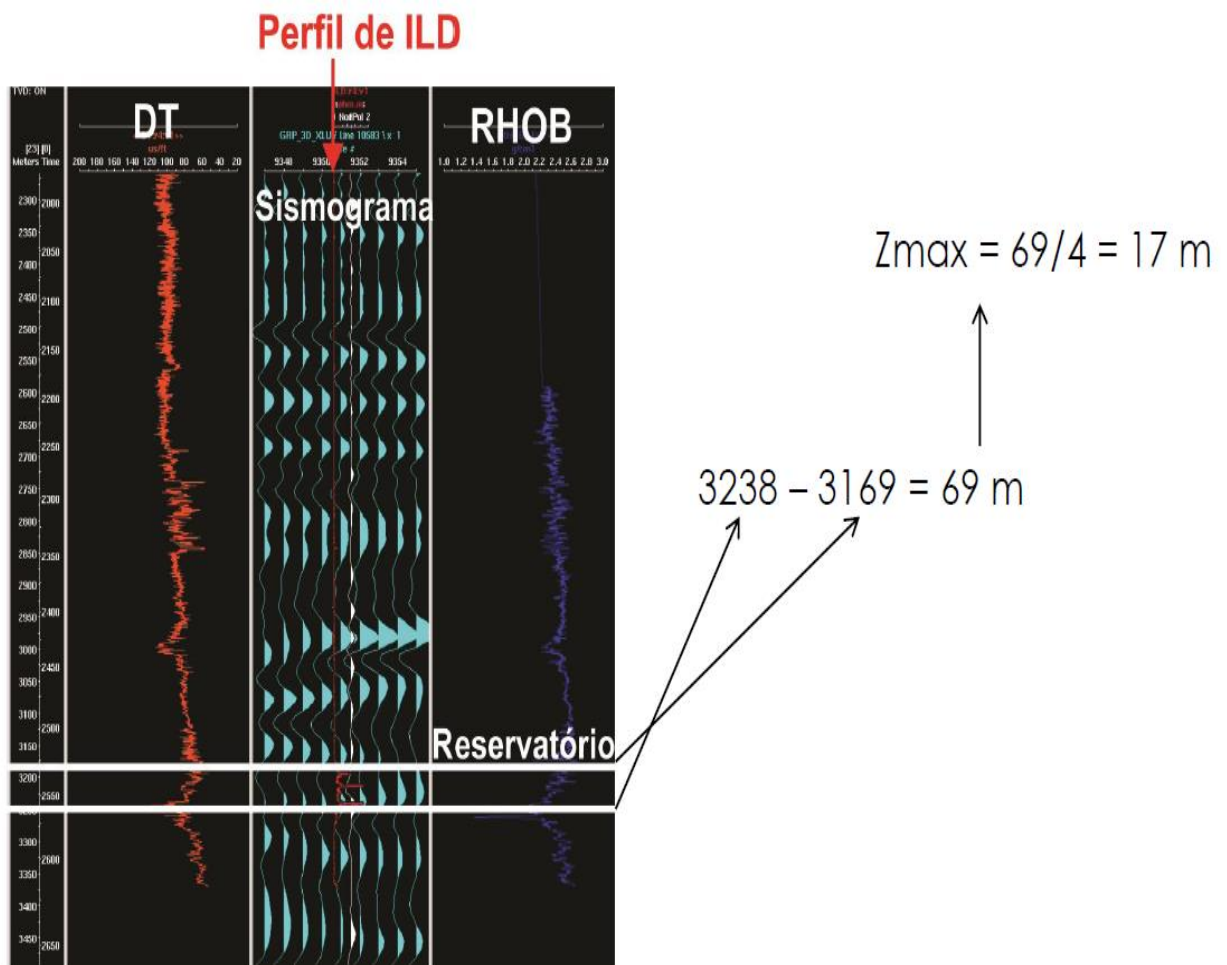
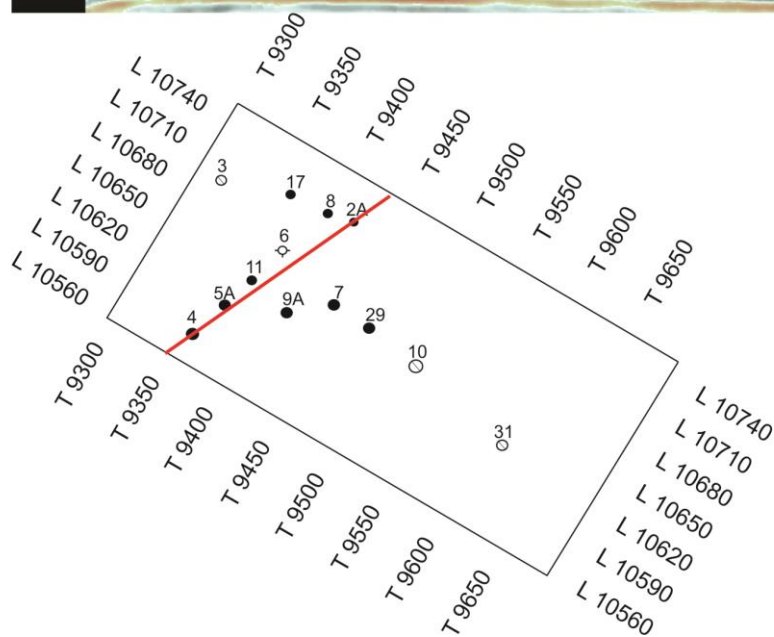
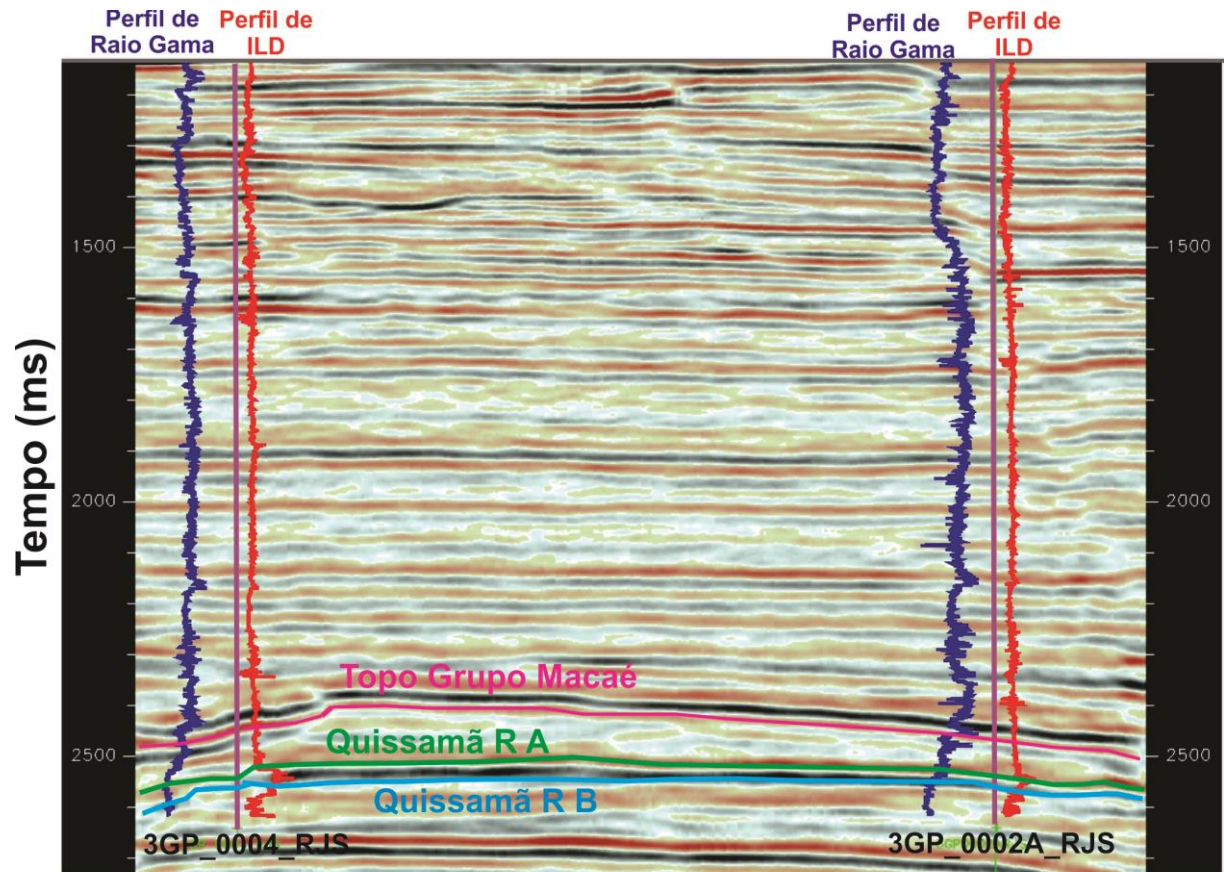


Figura 14 - Seção sísmica que intercepta os poços 3GP_0004_RJS e 3GP_0002A_RJS (linha roxa). A partir da calibração, foi possível interpretar o topo da Formação Outeiro (horizonte rosa), e os dois principais reservatórios: Quissamã R A (verde) e Quissamã R B (azul).



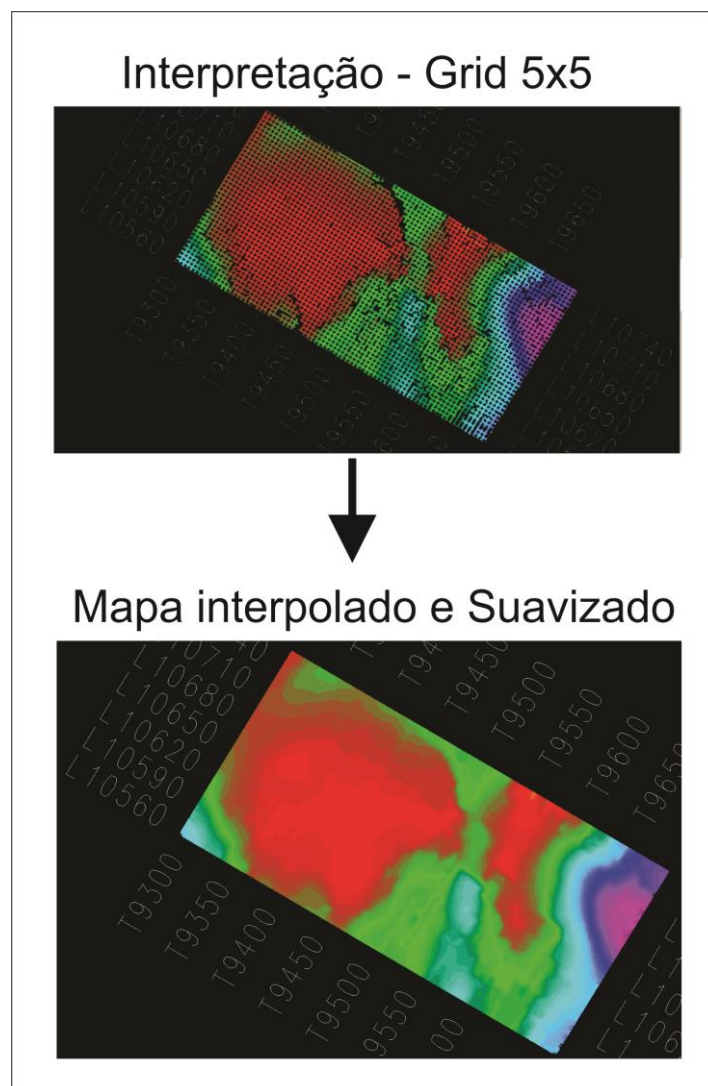
A interpretação sísmica dos horizontes correspondentes ao topo do Grupo Macaé e reservatórios foram realizadas em malha regular 5x5 na direção de linhas e traços, ao longo do cubo sísmico.

Também foi possível a interpretação de falhas normais, importantes na compreensão geológica da área e outras estruturas como *rollovers*, *horsts* e grábens foram observadas nas seções sísmicas.

4.4 Geração de Mapas

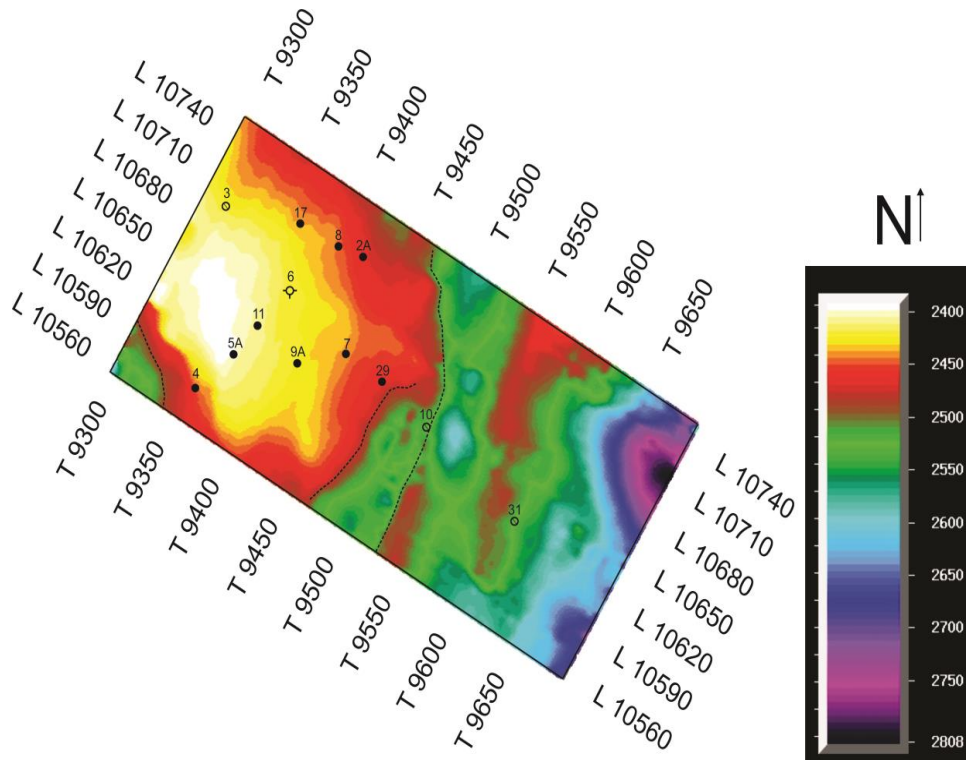
Para a confecção de mapas estruturais, os horizontes foram interpolados a fim de preencher os espaços vazios. Posteriormente à interpolação, os mapas foram suavizados para a correção de possíveis incoerências na interpretação (Figura 15).

Figura 15 - Mapa interpretado com malha regular 5x5 e mapa interpolado.



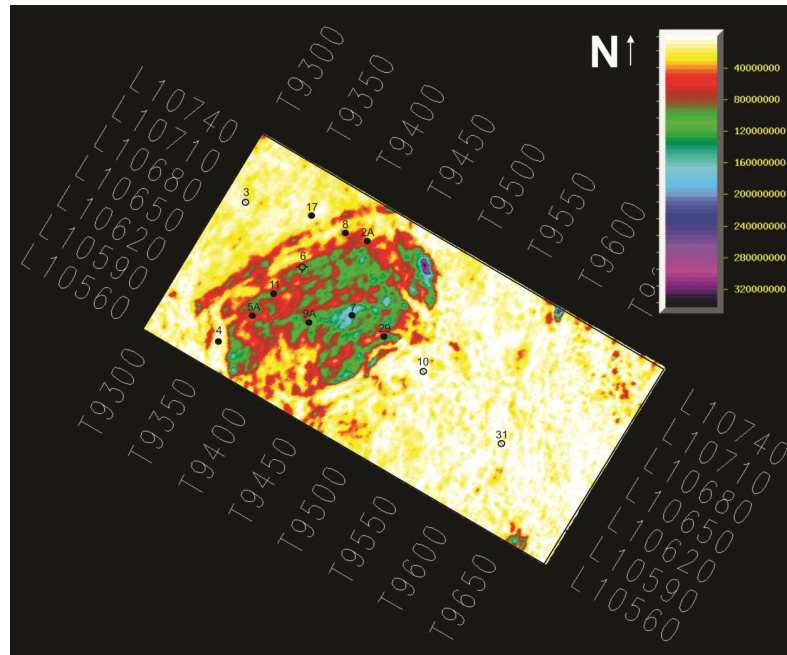
A partir dos horizontes cronoestratigráficos interpretados, foram confeccionados mapas estruturais de contorno, em tempo, no topo do Grupo Macaé e na parte superior dos níveis principais reservatórios sobre o carbonato da Formação Quissamã (Figura 16).

Figura 16 - Exemplo de Mapa de Contorno Estrutural (topo do Grupo Macaé).



Sobre estes mapas, foram calculados mapas de atributos sísmicos estratigráficos e estruturais, com o objetivo de verificar anomalias sísmicas e as alterações laterais do reservatório. Para caracterizar os níveis reservatórios, são utilizados mapas de atributos sísmicos integrados com análise de registro de poços (Figura 17).

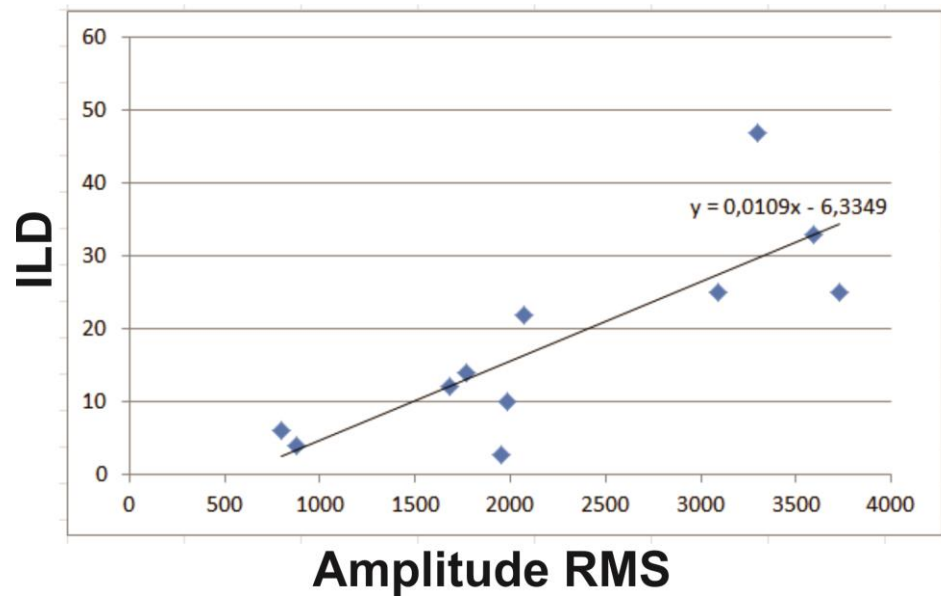
Figura 17 - Exemplo de mapa de Atributo Sísmico (Energia Total)



Para a criação do mapa de isócronas dos níveis reservatórios, foi realizado o seguinte procedimento: subtraiu-se dos mapas de contorno estrutural da base dos mesmos, o horizonte do topo do nível de interesse. Para transformar estes mapas na escala de profundidade (metros), o mapa de isócronas foi multiplicado pela metade do valor da velocidade neste intervalo, obtido pelo perfil DT.

Para cada mapa de atributo sísmico, o valor do atributo foi medido na localização de cada poço e organizado em uma tabela. Estas tabelas foram integradas a valores de resistividade, densidade, raio gama e porosidade de cada nível reservatório para a confecção de gráficos cruzados ou *cross-plots*, onde no eixo das ordenadas são colocados os valores do atributo sísmico e nas abcissas são colocados valores encontrados nos perfis geofísicos, com o objetivo de identificar qual atributo sísmico responde melhor às propriedades físicas do reservatório carbonático (Figura 18).

Figura 18 - Exemplo de *cross-plot*, com a correlação de Amplitude RMS com o perfil de ILD.



5 Resultados

As análises dos perfis geofísicos dos poços no Campo de Garoupa permite caracterizar as propriedades físicas de seis níveis estratigráficos reservatórios na Formação Quissamã, e através das correlações destes intervalos entre os poços, é possível confirmar a continuidade lateral da camada. Posteriormente, a interpretação sísmica identificou falhas e estruturas necessárias para compreender o modelo geológico do reservatório e por fim, foi possível correlacionar atributos sísmicos com as propriedades da rocha, por meio de gráficos cruzados.

5.1 Correlação dos Poços

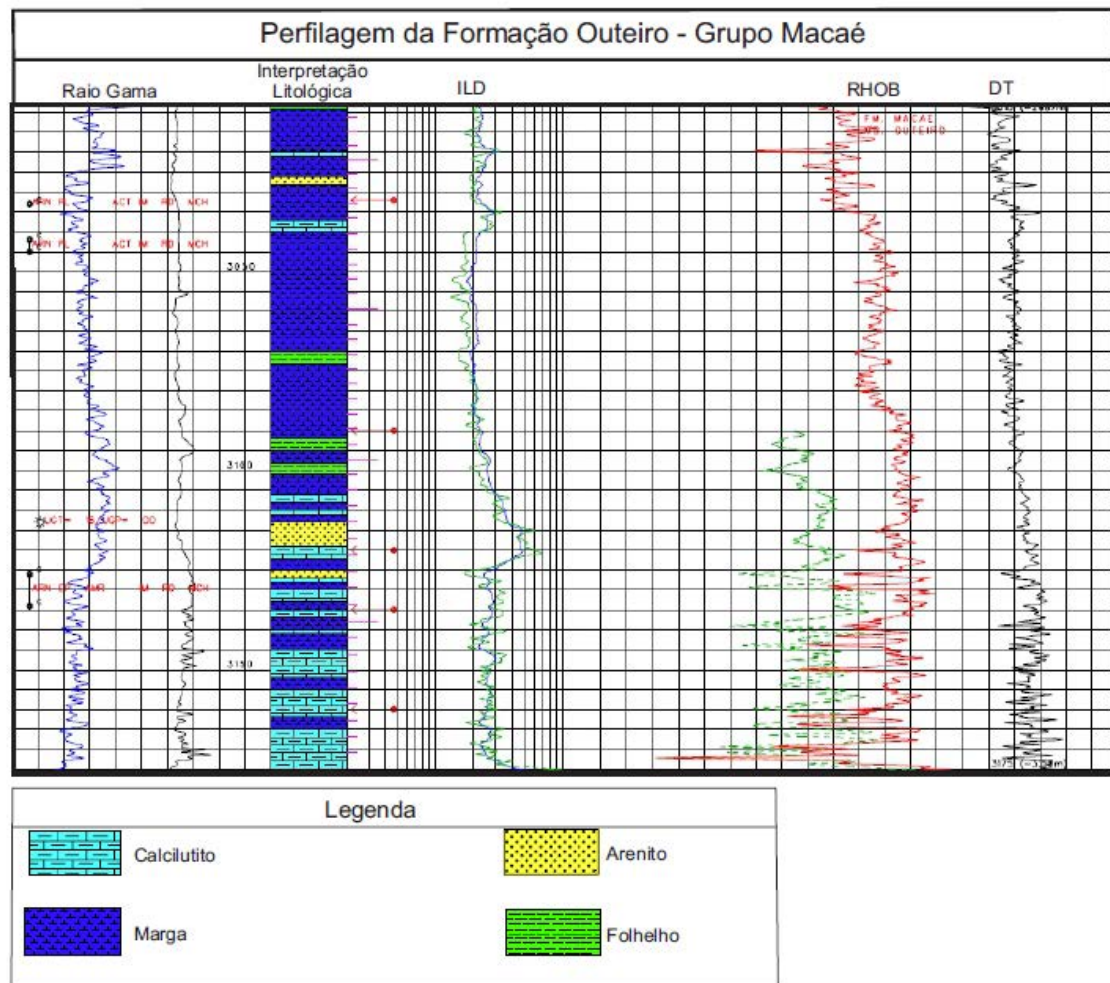
Os seis níveis reservatórios da Formação Quissamã foram delimitados a partir da análise dos perfis geofísicos dos poços e posteriormente, a correlação lateral destes intervalos permitiu descrever o comportamento dos mesmos no Campo de Garoupa, em termos de suas propriedades físicas e mudanças laterais das fácies reservatórios (Apêndices A e B).

A pasta de poço e o perfil composto subsidiaram a interpretação litológica e auxiliaram na localização dos principais marcos estratigráficos, como o topo do Grupo Macaé, topo da camada de calcilutito (incluída na Formação Outeiro), topo da Formação Quissamã e intervalos reservatórios com presença de hidrocarbonetos.

Nos perfis geofísicos, o topo do Grupo Macaé pode ser identificado pela diminuição brusca da curva de raio gama, pelo aumento dos valores do perfil de densidade e pela resposta do perfil sônico, com comportamento semelhante ao longo de todos os poços que contém este perfil. No caso do poço 7GP_0005A_RJS, não há dados de perfis geofísicos no intervalo da Formação Outeiro, portanto, a determinação deste marco estratigráfico foi baseada na análise da pasta de poço.

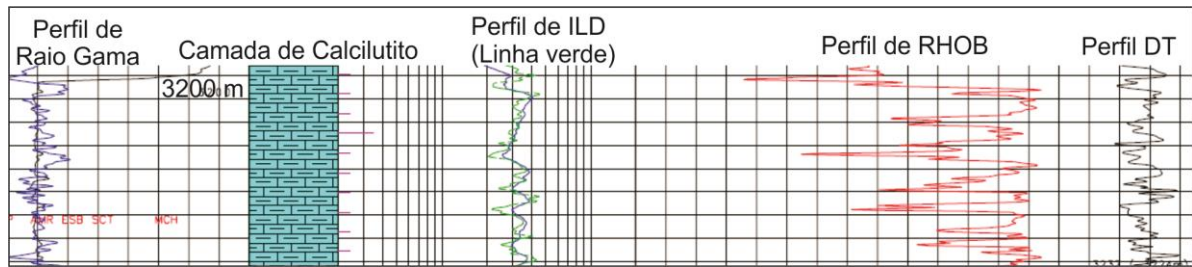
A Formação Outeiro (Macaé Superior) é formada principalmente pela intercalação de margas e calcilutitos, e em menor quantidade, por folhelhos e arenitos (Figura 19). A espessura dessa camada varia de 155 m no poço 3GP_0002A_RJS com topo a 3082 m, a 228 m no poço 7GP_0005A_RJS com topo em 2947 m (posição estrutural mais alta).

Figura 19 - Seção da Formação Outeiro retirada do perfil composto do poço 3GP_0002A_RJS.



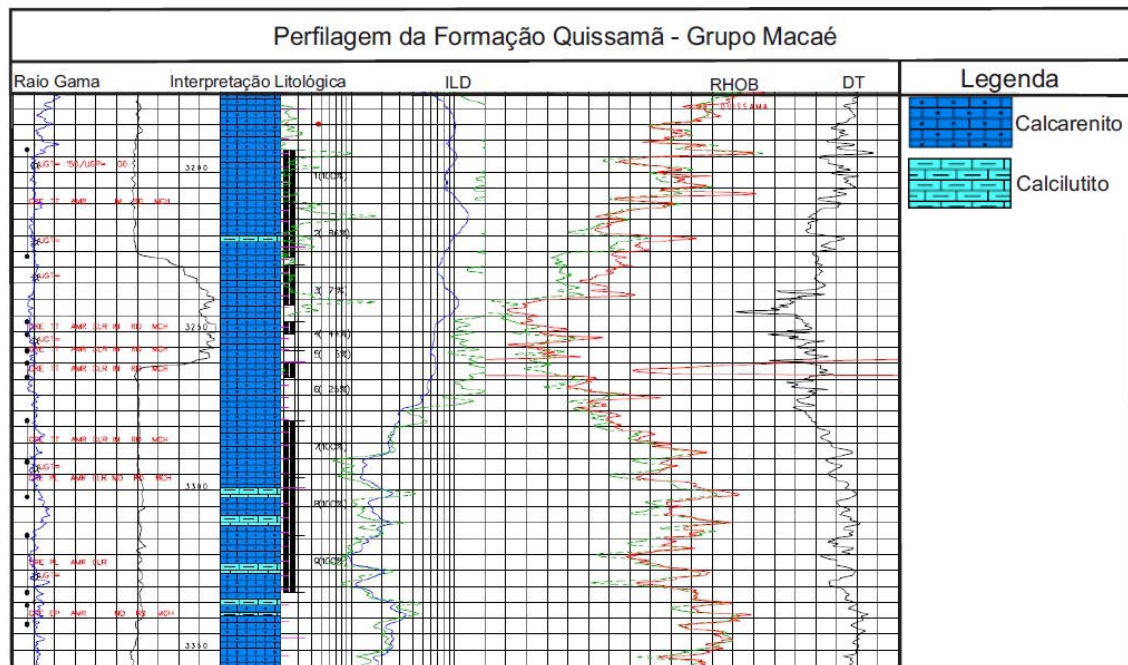
Acima da Formação Quissamã, a Formação Outeiro apresenta uma camada considerável composta somente por calcilito, que chega a 85 m de espessura no poço 7GP_0006_RJS e forma o capeamento do reservatório R1. Este intervalo foi considerado um marco estratigráfico, pois possui extensa correlação lateral no Campo de Garoupa, e os perfis geofísicos possuem comportamento diferenciado neste intervalo (aspecto serrilhado), quando comparado à perfilagem dos outros níveis do Macaé Superior (Figura 20).

Figura 20 - Seção da Camada de Calcilutito da Formação Outeiro que antecede o contato com a Formação Quissamã. Perfil composto retirado do poço 3GP_0002A_RJS.



Neste campo, a Formação Quissamã é composta predominantemente por calcarenitos, possui topo a cerca de 3170-3237 m e compreende as fácies reservatórios do Campo de Garoupa (Figura 21). Algumas camadas finas de calcilutitos, neste intervalo, constituem camadas impermeáveis que restringem o fluxo de fluido entre zonas reservatórios. No poço 3GP_0003_RJS, os calcilutitos compõem todo o intervalo da Formação Quissamã, o que sugere a variação lateral de fácies – calcarenitos que gradam lateralmente para grãos mais finos.

Figura 21 - Seção da Formação Quissamã retirada do perfil composto do poço 3GP_0002A_RJS

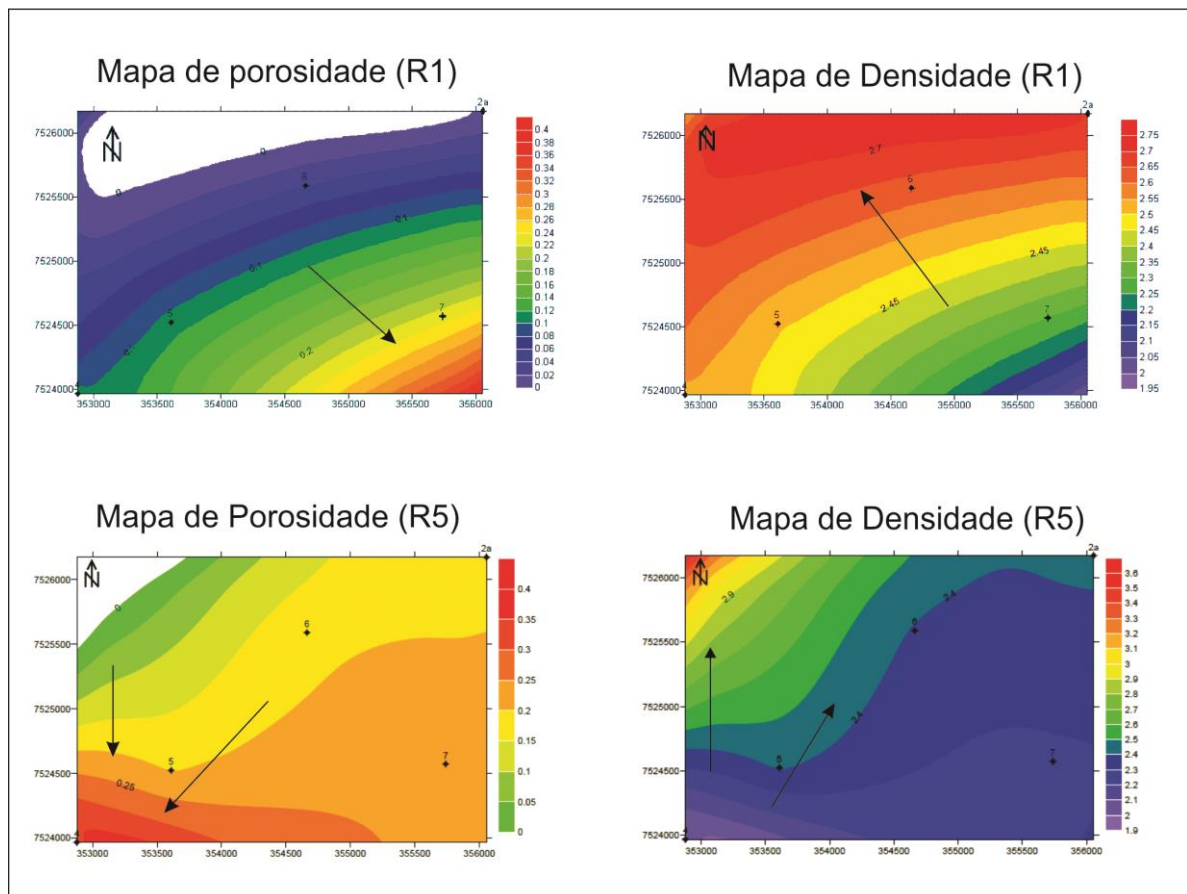


Dos 6 níveis reservatórios identificados na Formação Quissamã, o intervalo R4 se restringe aos poços 3GP_0004_RJS e 7GP_0005A_RJS, enquanto os outros possuem uma expressão regional dentro do Campo de Garoupa.

Neste campo, os reservatórios que contém hidrocarboneto são caracterizados, em sua maioria, por alta resistividade (28 a 98 ohm.m) e baixos valores de densidade (considerando o carbonato como matriz - 2,14 a 2,59 g/cm³), possivelmente explicada pelo aumento da porosidade neste intervalo.

No geral, a partir da confecção de mapas de tendências das propriedades físicas dos reservatórios, a porosidade aumenta para o rumo sudeste no reservatório R1 e para o rumo SW no reservatório R5, diferindo de um nível reservatório para outro. Consequentemente, a densidade aumenta na direção inversa da porosidade, como pode ser observado na Figura 22, onde diferentes reservatórios possuem tendências divergentes ao longo do Campo de Garoupa.

Figura 22 - Mapa de tendência da distribuição de porosidade e densidade dos reservatórios R1 e R5. As setas indicam o rumo do aumento dos valores destes perfis.



Não foi possível obter os dados de resistividade do poço 7GP_0007_RJS, devido à existência de erro de medição neste perfil, o que resultou em valores não compatíveis com a realidade. Valores baixos de resistividade nos reservatórios portadores de óleo podem ser explicados pelo desabamento da parede do poço

durante a perfuração, comprovado pelo perfil Cáliper no poço 7GP_0005A_RJS no intervalo R5 (Tabela 7).

Tabela 7 - Reservatórios do poço 7GP_0005A_RJS

Poço 7GP_0005A_RJS								
Reservatório	Topo (m)	Base (m)	Espessura (m)	Resistividade (m)	Raio Gama (API)	Densidade (g/cm ³)	Porosidade Relativa (%)	Fluido
R1	3175	3194	19	34	37	2,51	11	Água doce
R2	3194	3203	9	73	21	2,33	21	Óleo
R3	3203	3216	13	41	22	2,4	20	Óleo
R4	3216	3229	13	28	20	2,31	22	Óleo
R5	3229	3251	22	14	21	2,4	21	Óleo
R6	3251	3271	20	7,3	18	2,4	18	Água doce

No geral, existe uma boa correlação entre os perfis geofísicos dos poços (apêndices A e B). A posição estrutural do poço 7GP_0007_RJS é topograficamente favorável, visto que as rochas reservatórios encontram-se em níveis mais elevados em relação aos outros poços da área, o que proporciona a presença de um intervalo de óleo mais espesso (3170-3273 m). O inverso ocorre no poço 3GP_0002A_RJS, onde os reservatórios produtores de óleo possuem a menor espessura (9 m e 14 m) e estão em posição estrutural mais baixa, quando comparados aos outros poços (Tabela 8).

Tabela 8 - Reservatórios do poço 3GP_0002A_RJS

Poço 3GP_0002A_RJS									
Reservatório	Topo (m)	Base (m)	Espessura (m)	Resistividade (m)	Raio Gama (API)	Densidade (g/cm ³)	Porosidade Relativa (%)	DT (m/s)	Fluido
R1	3237	3260	23	12	35	2,67	2	5166	-
R2	3260	3274	14	10	28	2,59	6	5166	Óleo
R3	3274	3283	9	6	19	2,5	12	4618	Óleo
R5	3283	3292	9	4	19	2,46	15	4417	Água
R6	3292	3305	13	2,8	24	2,53	11	4762	Água salgada

O poço 7GP_0006_RJS foi abandonado por acidente mecânico, no entanto apresenta potencial de produção de óleo, como demonstra a análise dos reservatórios deste poço na Tabela 9:

Tabela 9 - Reservatórios do poço 7GP_0006_RJS

Poço 7GP_0006_RJS								
Reservatório	Topo (m)	Base (m)	Espessura (m)	Resistividade (m)	Raio Gama (API)	Densidade (g/cm ³)	Porosidade Relativa (%)	Fluido
R1	3208	3220	12	48	28	2,63	4	-
R2	3220	3228	8	98	27	2,48	16	Óleo
R3	3228	3240	12	48	16	2,39	18	Óleo
R5	3240	3262	22	32	17	2,36	19	Óleo
R6	3262	3273	11	13	13	2,28	25	Água doce

Em ordem decrescente de espessura de reservatórios com hidrocarbonetos, tem-se depois de 103 m de coluna de óleo no poço 7GP_0007_RJS, o poço 3GP_0005A_RJS com 57 m e o poço 7GP_0006_RJS com 42 m de reservatórios portadores de óleo. Estes intervalos possuem porosidade média em torno de 22% a 20% nos poços 3GP_0005A_RJS e 7GP_0007_RJS, e 18% no poço 7GP_0006_RJS, indicativos de condições favoráveis à presença de intervalos reservatórios.

Os valores de porosidade diferem muito entre reservatórios, inclusive para um mesmo poço, como exemplo do poço 3GP_0004_RJS, onde a porosidade no intervalo R1 é de 12% e aumenta até o R6, chegando a 35%. Apesar disto, é possível observar uma tendência da distribuição dos valores desta propriedade na correlação A: em todos os reservatórios, a porosidade diminui da direção sudoeste para a direção nordeste do campo (apêndice A).

O poço 3GP_0004_RJS possui reservatórios de óleo pouco espessos – o R3 possui 12 m de espessura e é portador de óleo de baixa produtividade, enquanto o R5 tem 14 m e produziu óleo por surgência. A Tabela 10 apresenta as principais informações dos reservatórios deste poço:

Tabela 10 - Reservatórios do poço 3GP_0004_RJS

Poço 3GP_0004_RJS									
Reservatório	Topo (m)	Base (m)	Espessura (m)	Resistividade (m)	Raio Gama (API)	Densidade (g/cm ³)	Porosidade Relativa (%)	DT (m/s)	Fluido
R1	3175	3195	20	22	24	2,5	12	4690	Água doce
R2	3195	3208	13	25	14	2,45	15	4482	Água doce
R3	3208	3220	12	47	15	2,33	21	3907	Óleo
R4	3220	3238	18	25	15	2,32	23	3958	Água doce
R5	3238	3252	14	33	12	2,14	31	3349	Óleo
R6	3252	3272	20	14	13	2,1	35	3672	Água doce

Segundo dados da pasta de poço, o poço 7GP_0007_RJS produz óleo no intervalo da Formação Quissamã de 30° a 35° API por surgência. Os dados dos reservatórios deste poço estão descritos na Tabela 11:

Tabela 11 - Reservatórios do poço 7GP_0007_RJS

Poço 7GP_0007_RJS							
Reservatório	Topo (m)	Base (m)	Espessura (m)	Raio Gama (API)	Densidade (g/cm ³)	Porosidade Relativa (%)	Fluido
R1	3170	3208	38	19	2,3	23	Óleo
R2	3208	3220	12	20	2,35	20	Óleo
R3	3220	3235	15	17	2,32	21	Óleo
R5	3235	3247	12	18	2,29	23	Óleo
R6	3247	3273	26	15	2,35	19	Óleo

O poço 3GP_0003_RJS possui correlação lateral dos perfis geofísicos com os outros poços, mas é litologicamente diferenciado. Este poço foi perfurado com o intuito de verificar a extensão noroeste da acumulação de óleo descoberta pelo poço 1_RJS_9A, porém a Formação Quissamã, no local perfurado, é constituída por calcilitos e não apresenta indícios de hidrocarbonetos (informação retirada da pasta do poço 3GP_0003_RJS).

A correlação B (Apêndice B) esquematiza a variação lateral de fácies de calcarenitos para os calcilitos do poço 3GP_0003_RJS. Com exceção do intervalo R6, os reservatórios possuem a tendência de aumentar a porosidade da direção noroeste para a direção sudeste do campo.

O intervalo reservatório denominado R1 (cor laranja – Apêndices A e B), é descrito no histórico de poço como intervalo de baixa permeabilidade e não possui

indícios de hidrocarbonetos, exceto no poço 7GP_0007_RJS (posição estrutural mais alta). Este fato demonstra que também há uma variação vertical de fácies dentro da Formação Quissamã, evidenciada nos poços 3GP_0004_RJS e 7GP_0006_RJS onde a porosidade dos reservatórios aumenta à medida que se aprofundam.

O intervalo R2 (cor rosa – Apêndices A e B), não possui registros de óleo no poço 3GP_0004_RJS, apesar da boa resposta dos perfis de resistividade e densidade no poço, enquanto que o intervalo R3 (cor verde – Apêndices A e B) é portador de óleo em todos os poços que apresentam alta resistividade no perfil ILD.

Na correlação A, a Formação Outeiro encontra-se mais espessa nos poços em posições estruturais mais altas (7GP_0005A_RJS e 7GP_0006_RJS), e o seu topo possui desnível de até 60 m do poço 3GP_0004_RJS para o poço 7GP_0005A_RJS. Esta diferença é amenizada na Formação Quissamã, tornando o comportamento da camada mais suave. O corpo carbonático da Formação Outeiro chega a variar em 135 m, em relação aos outros poços da área, enquanto que a Formação Quissamã varia até 60 m, o que sugere um comportamento diferenciado entre as duas formações. Na Tabela 12, estão representados os principais marcos estratigráficos ao longo dos poços desta pesquisa.

Tabela 12 - Topo dos marcos estratigráficos: Grupo Macaé, camada de calcilutito e Formação Quissamã

Marco Estratigráfico	Poços					
	3GP_0002A_RJS	3GP_0003_RJS	3GP_0004_RJS	7GP_0005A_RJS	7GP_0006_RJS	7GP_0007_RJS
Topo do Grupo Macaé (m)	3082	3015	3010	2947	2992	3010
Topo do Calcilutito (m)	3195	-	3127	3112	3123	3122
Topo da Formação Quissamã (m)	3237	3239	3175	3175	3208	3170

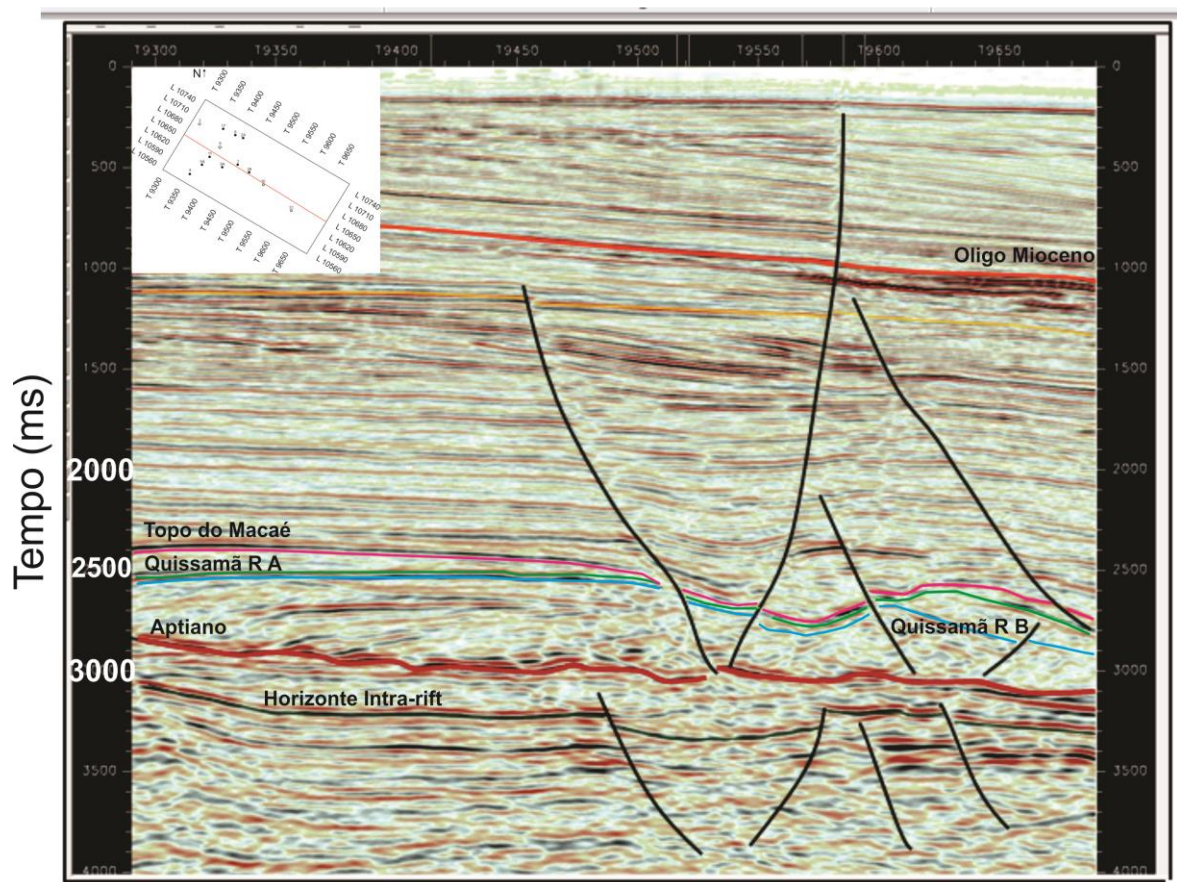
A partir de 3292 m (informações da pasta de poço e interpretação dos perfis geofísicos), os calcarenitos encontram-se saturados com água salgada até o fim da perfuração dos poços obtidos para este estudo, indicando um possível contato regional óleo-água.

5.2 Interpretação Sísmica

A partir da calibração sísmica, foram identificados os horizontes cronoestratigráficos na sísmica correspondentes ao topo do Grupo Macaé e para cada um dos níveis reservatórios. Devido à resolução sísmica de pelo menos 17 metros, todos os reservatórios estão incluídos entre dois refletores e estes horizontes foram utilizados para aplicação de atributos sísmicos. Os reservatórios R1 e R2 são compreendidos no horizonte Quissamã R A, enquanto que o horizonte Quissamã R B abrange os reservatórios R3 a R6.

A Figura 23 ilustra uma seção sísmica regional do Campo de Garoupa, onde é possível identificar os seguintes níveis cronoestratigráficos: Oligo Mioceno (laranja), Topo do Grupo Macaé (rosa), intervalo reservatório Quissamã R A (verde) e Quissamã R B (azul), e Aptiano (vermelho). O nível Aptiano está inferido, visto que os poços não alcançam este nível, baseado em um horizonte contínuo com boa amplitude abaixo da camada de sal.

Figura 23 - Seção sísmica regional interpretada do Campo de Garoupa em tempo (ms)



A seção sísmica regional apresenta, ao menos, 3 fases principais de deformação: a fase rifte do Aptiano, os movimentos, provavelmente halocinéticos, observados na deformação das camadas albianas, e a fase drifte que compreende falhas ao longo da sequência estratigráfica desde o Albiano até o Neógeno.

As falhas são representadas na figura 23, como os traços pretos que interceptam os horizontes. É predominante no campo, a ocorrência de falhas normais que configuram estruturas rifte, *horst* e *rollover*.

A Figura 24 ilustra a interpretação sísmica sobre a área de produção do poço 7GP_0007_RJS, onde é notável que o campo foi projetado sobre um alto estrutural (*horst*), como observado na seção do traço sísmico (*crossline* - azul), onde os reservatórios são limitados por falhas normais bem definidas na seção sísmica. A linha que cruza perpendicularmente a seção abordada anteriormente (*inline*), revela que a estrutura é um *rollover*, conforme esquematizado na Figura 25.

Figura 24 - Seção Sísmica do Reservatório no poço 7GP_0007_RJS em tempo (ms)

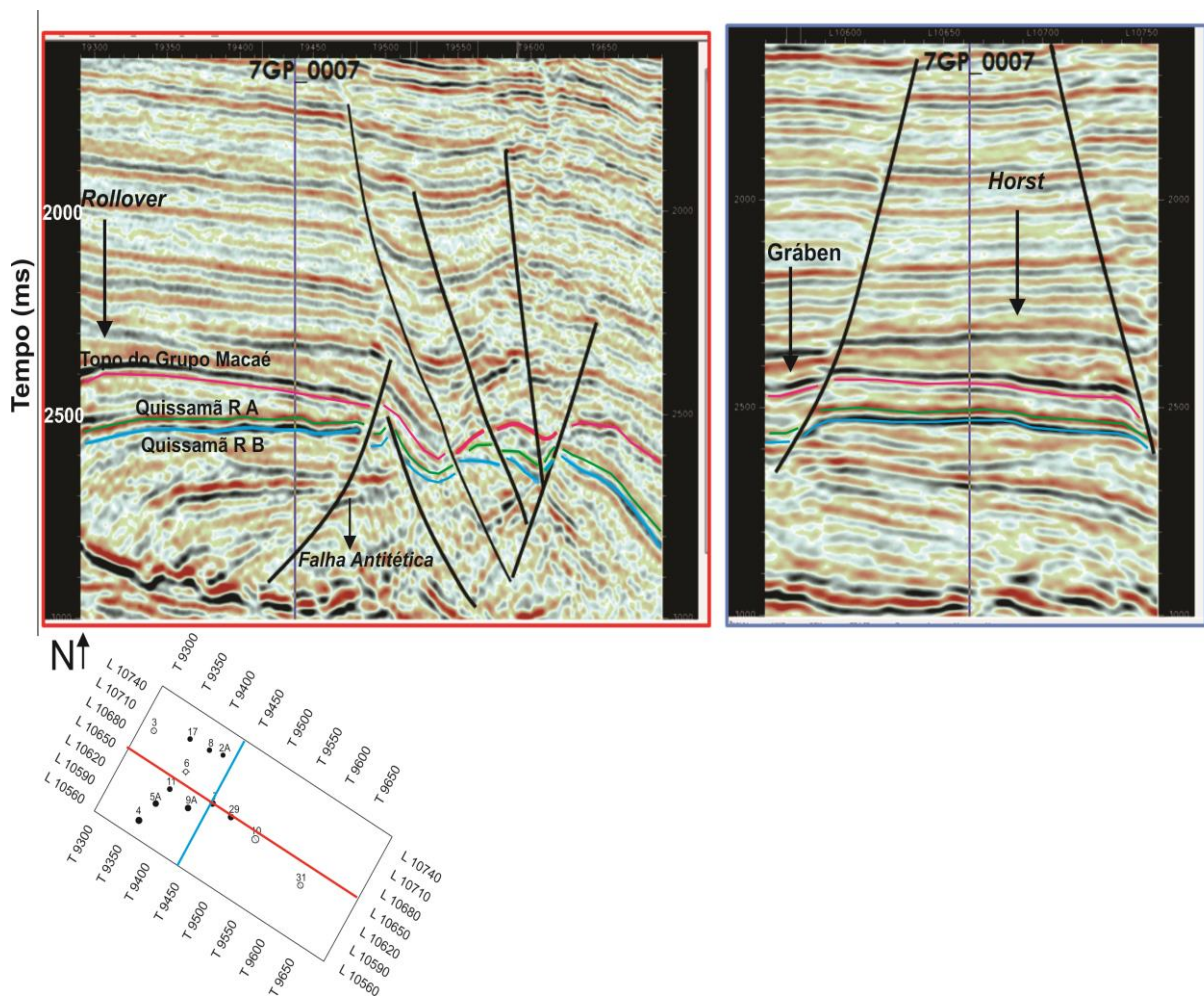
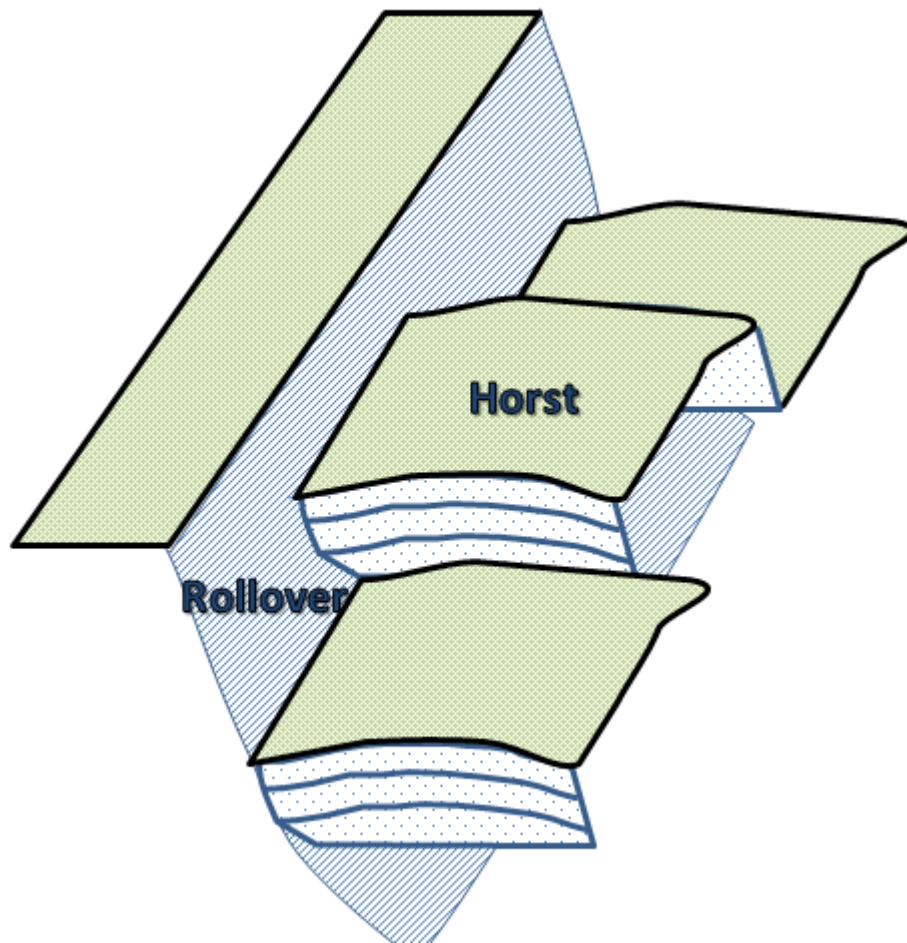


Figura 25 - Esquema que representa as estruturas *horst* e *rollover* interpretados na seção sísmica dos poço 7GP_0007_RJS



Para complementar a análise dos mapas, foram plotados mais 8 poços na área de estudo, além dos 6 poços utilizados nesta pesquisa, com o intuito de verificar a localização das zonas produtoras e sem indícios de óleo, e também subsidiar a análise de atributos sísmicos. Para melhor visualização dos mapas, o nome dos poços foi abreviado a fim de evitar o excesso de informações. A Tabela 13 relaciona os nomes oficiais dos poços e o nome plotado no mapa.

Tabela 13 - Nomes oficiais dos poços utilizados para análise dos mapas e sua classificação e nomenclatura adotada para plotagem no mapa

Nome oficial do Poço	Nomenclatura no mapa	Classificação
3GP 0002A RJS	2A	extensão produtor de óleo
3GP 0003 RJS	3	seco sem indícios de petróleo
3GP 0004 RJS	4	extensão produtor de óleo
7GP 0005A RJS	5A	produtor comercial de óleo
7GP 0006 RJS	6	abandonado por outras razões
7GP 0007 RJS	7	produtor comercial de óleo
1RJS 0009A RJ	9A	descobridor de campo com óleo
1RJS 0031 RJ	31	seco sem indícios de petróleo
3GP 0010 RJS	10	seco sem indícios de petróleo
7GP 0008D RJS	8	produtor comercial de óleo
7GP 0011D RJS	11	produtor comercial de óleo
7GP 0017D RJS	17	produtor subcomercial de óleo
7GP 0029 RJS	29	produtor comercial de óleo

Para facilitar a identificação dos poços produtores, abandonados e secos, a seguinte simbologia foi adotada (Figura 26):

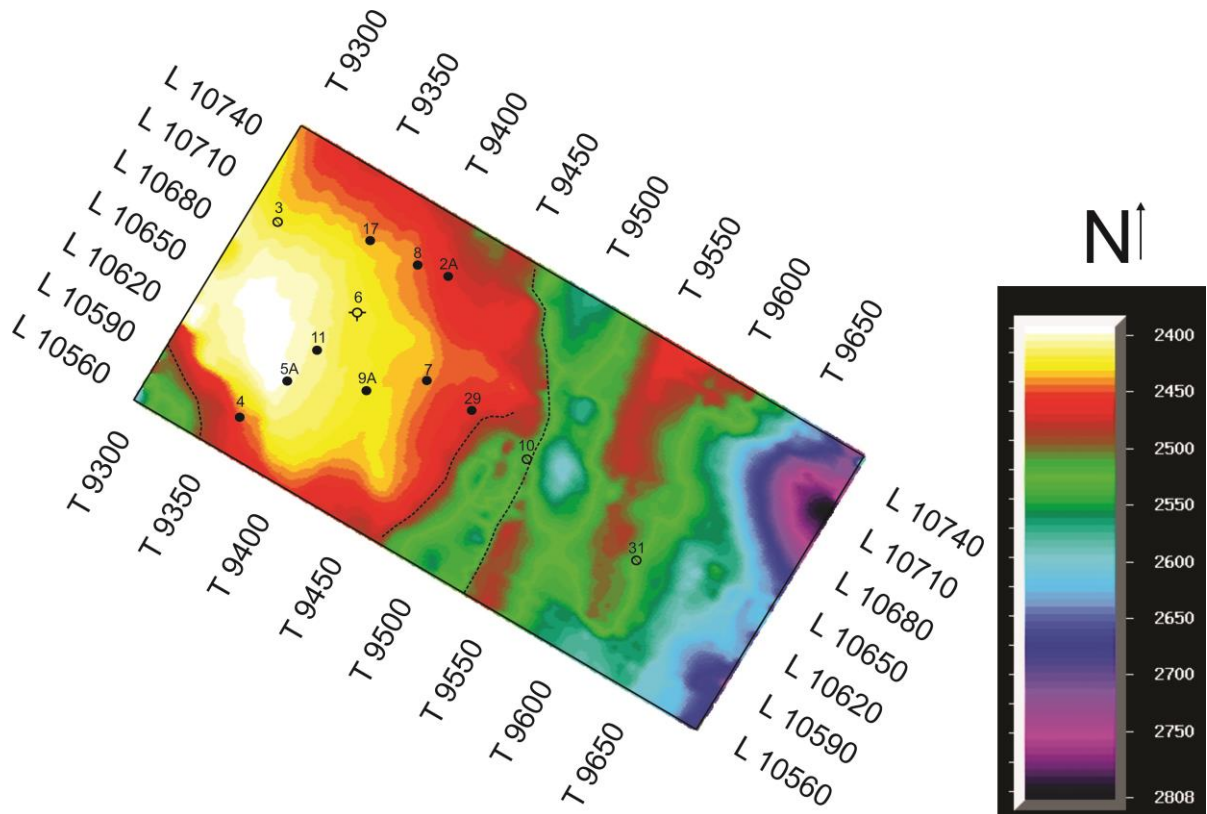
Figura 26 - Simbologia dos poços para o mapa

Símbolo	Classificação do Poço
●	Produtor de Óleo
○	Abandonado
⊗	Seco

Como a lâmina de água é praticamente constante no Campo de Garoupa, o mapa de contorno estrutural, dado em tempo (ms), permite reproduzir contornos próximos aos que poderiam ser encontrados em mapas convertidos em profundidade (m).

O mapa de contorno estrutural do Grupo Macaé apresenta um alto estrutural a oeste, em amarelo, e um baixo estrutural a nordeste do cubo (Figura 27). As principais falhas (linhas pretas pontilhadas) que limitam o campo são de direção NW-SE e NE-SW.

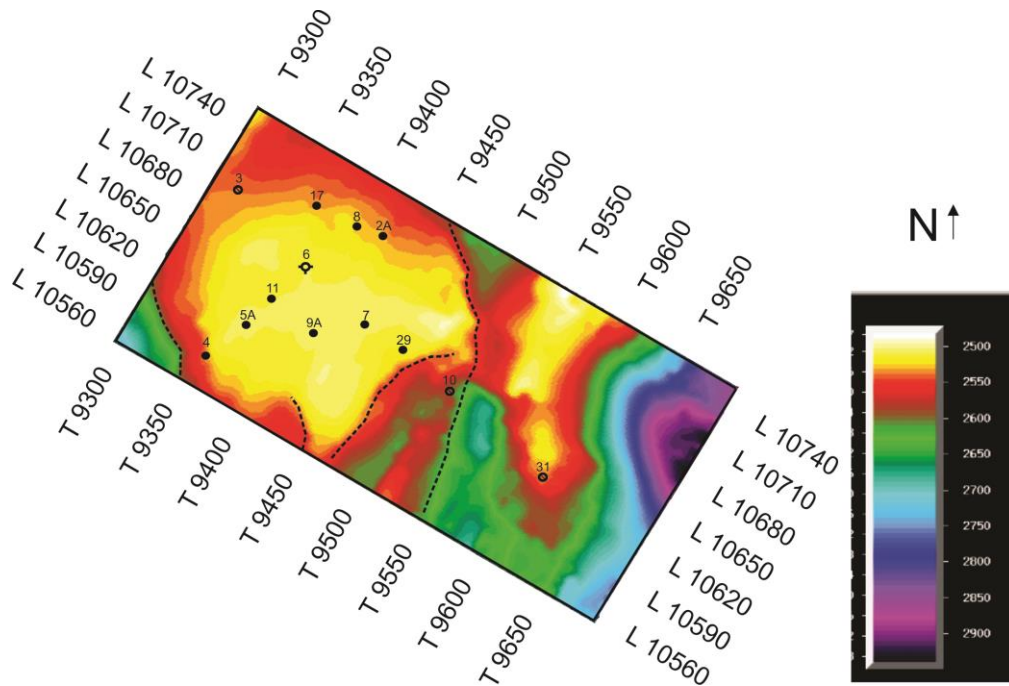
Figura 27 - Mapa de contorno estrutural, em tempo (ms), do Topo do Grupo Macaé



O primeiro horizonte interpretado foi o topo do Grupo Macaé, correspondente à Formação Outeiro, que consiste em um marcador forte e contínuo, pouco falhado no alto estrutural, até se deparar com a principal falha do Campo de Garoupa, que separa o alto estrutural oeste da parte leste do cubo sísmico, e cujo rejeito é de cerca de 120 metros. Na parte leste da área, os falhamentos são constantes e há grande variação de blocos altos e baixos, o que torna os horizontes descontínuos.

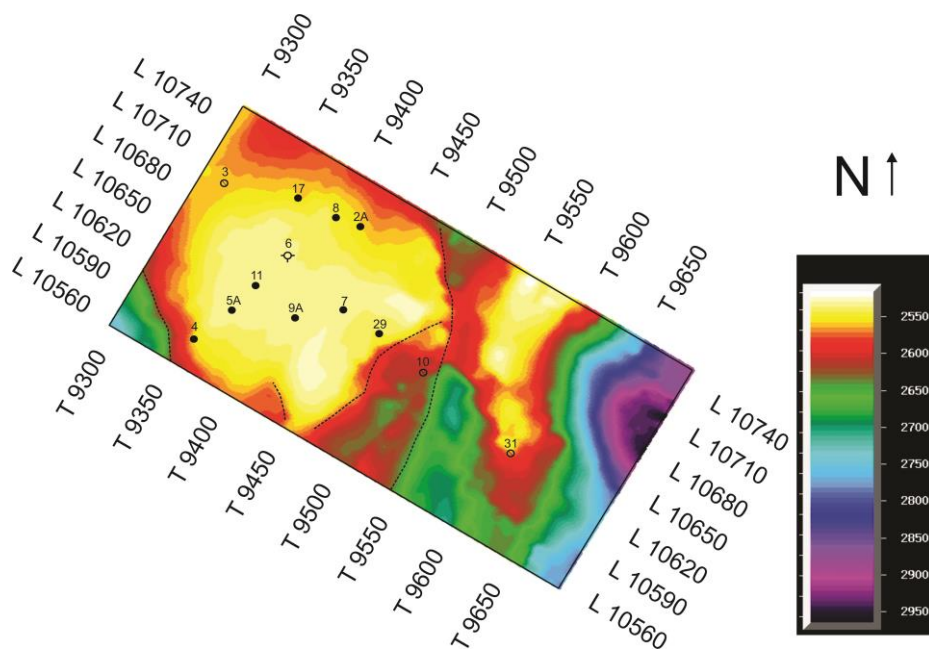
O mapa estrutural do reservatório R1, topo da Formação Quissamã, é bem definido na área que contém os poços (Figura 28). As falhas limitam o alto carbonático a oeste e a sudoeste do cubo, observa-se uma falha que origina um *rollover*. Há um outro alto estrutural a leste do cubo (em amarelo), onde o poço 31 foi perfurado e não encontrou indícios de óleo, entretanto não se sabe outras informações sobre toda extensão deste alto.

Figura 28 - Mapa de contorno estrutural, em tempo (ms), do intervalo Quissamã R A (reservatórios R1 e R2).



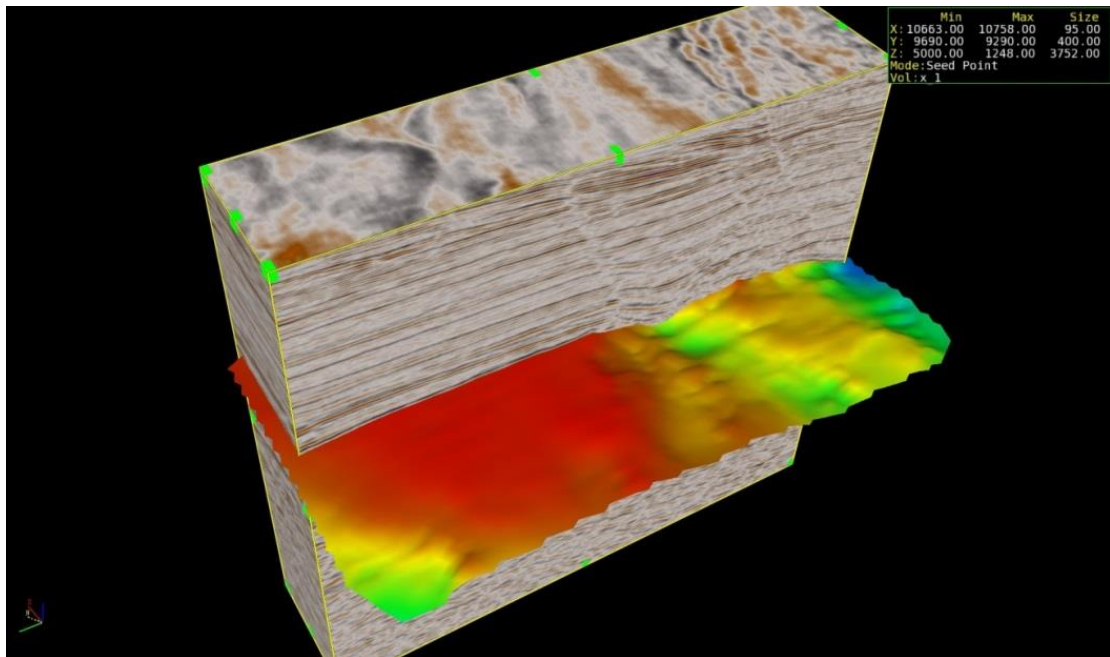
O mapa de contorno estrutural que envolve os reservatórios R3 a R6 (Figura 29) - Quissamã R B – é semelhante ao mapa do Quissamã R A. A partir da integração dos três mapas abordados, é possível interpretar que o paleo alto estrutural (configuração anterior à encontrada atualmente) migrou do sudeste para o nordeste da área.

Figura 29 - Mapa de contorno estrutural, em tempo (ms), do intervalo Quissamã R B



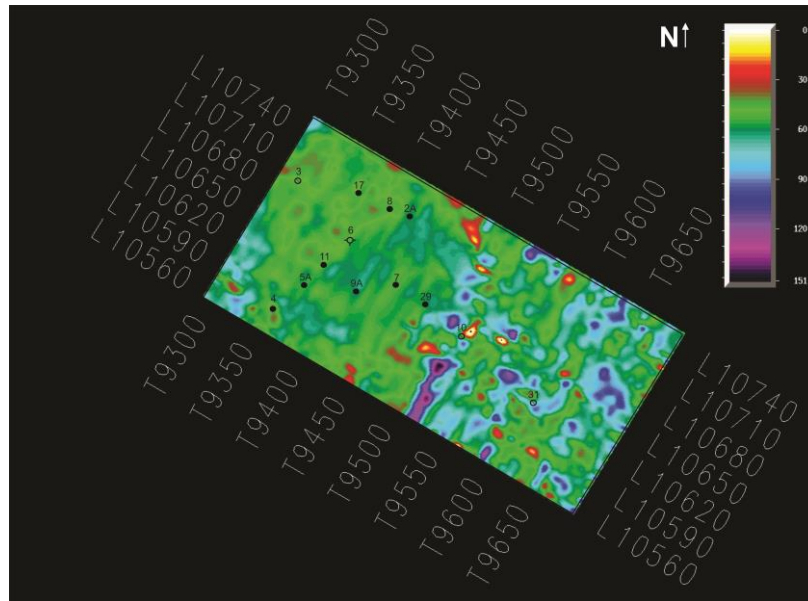
Os mapas estruturais evidenciam o relevo de blocos altos e baixos na idade do Albiano, comum na estrutura de formação dos bancos carbonáticos, e que ainda foi intensificado pelos falhamentos na área. A partir da interpretação sísmica 3D, é possível delimitar essas estruturas e sua continuidade ao longo do campo de Garoupa (Figura 30).

Figura 30 - Horizonte Quissamã R B ao longo do cubo sísmico. A cor vermelha corresponde ao alto estrutural.



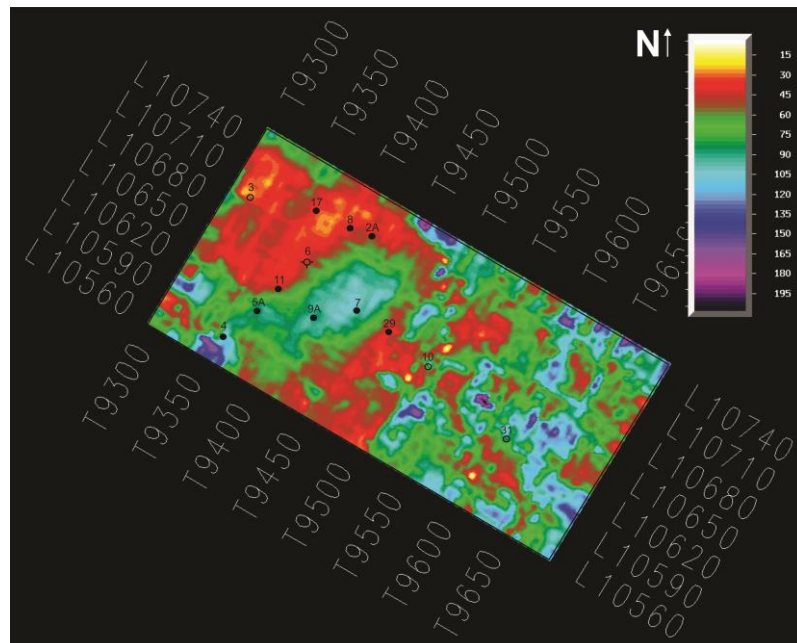
O mapa de isópacas do nível Quissamã R A revela que sua espessura é praticamente constante, na ordem de 40 metros, na parte oeste da área de estudo, onde se encontra o alto estrutural principal (Figura 31). Na parte leste do cubo, devido à falhamentos e pela própria sedimentação carbonática, a espessura é bem variável.

Figura 31 - Mapa de Isópacas do nível Quissamã RA



No mapa de isópacas do principal nível reservatório do Campo de Garoupa, Quissamã R B, é possível observar uma maior variação de espessura, mesmo no alto estrutural, onde a espessura decresce do centro para as bordas (Figura 32). Este mapa é compatível com os resultados dos perfis de poço, visto que o poço 7GP_0007_RJS e o poço 7GP_0005A_RJS possuem a coluna de reservatórios mais espessa dentre os outros poços utilizados nessa pesquisa.

Figura 32 - Mapa de isópacas do nível Quissamã R B



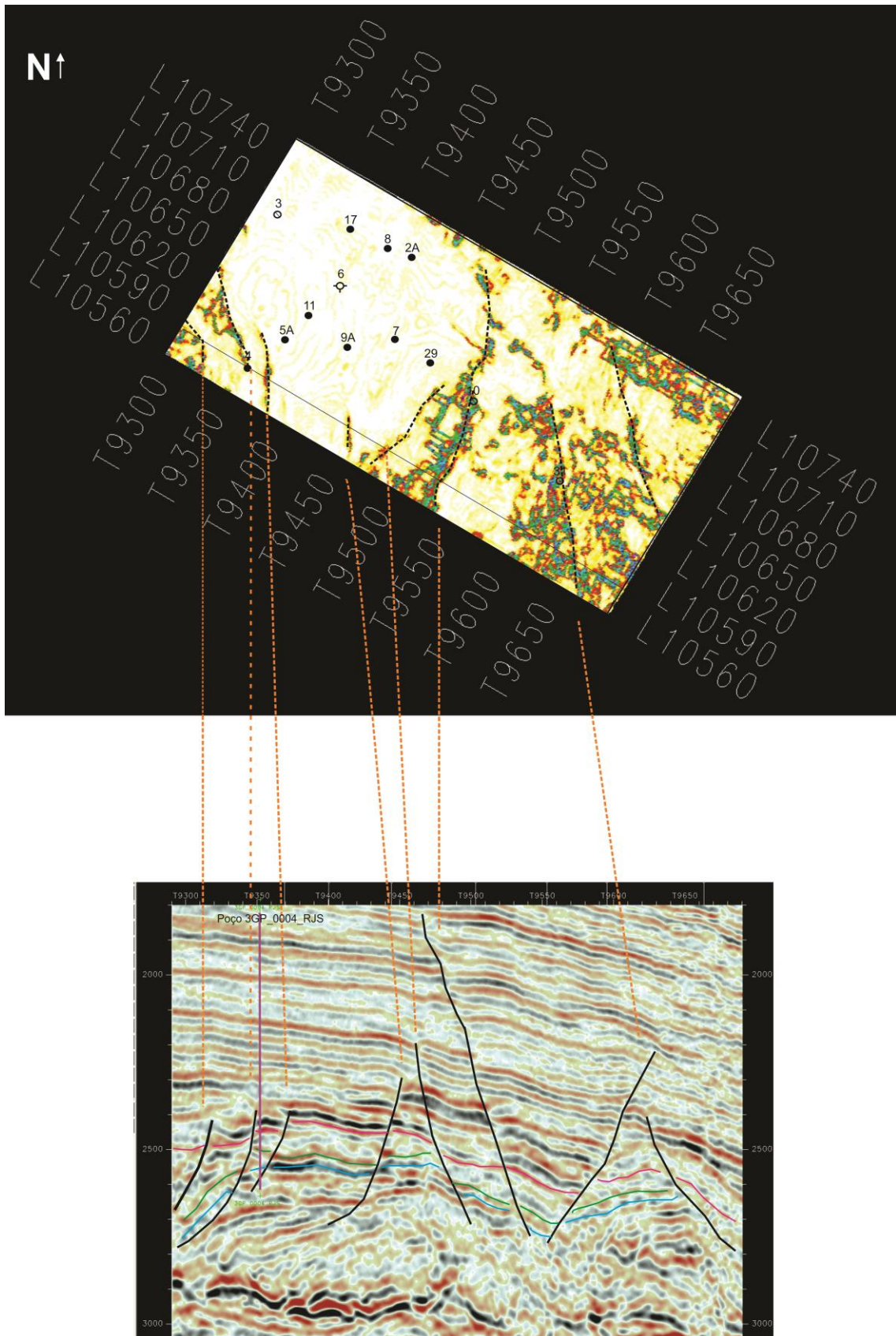
5.3 Mapas de Atributos Sísmicos

Nos mapas estruturais em tempo (ms), foram extraídos os valores dos atributos sísmicos estratigráficos e estruturais, calculados por um aplicativo do *software*, com o intuito de gerar mapas que evidenciem as zonas reservatórios do Campo de Garoupa.

Ao todo, foram gerados 15 mapas de atributos sísmicos estratigráficos e um mapa de atributo estrutural para cada nível (topo do Grupo Macaé e níveis reservatórios Quissamã R A e R B).

O atributo estrutural gera um mapa que evidencia os principais lineamentos e falhas que interceptam o nível interpretado. A Figura 33 representa a aplicação deste atributo no topo do Grupo Macaé e sua correlação esquemática com uma linha sísmica.

Figura 33 - Relação do Mapa de atributo estrutural do topo do Grupo Macaé com a linha sísmica que cruza pelo poço 3GP_0004_RJS



Com relação aos mapas de atributos sísmicos calculados sobre o topo do Grupo Macaé, as anomalias sísmicas são pobres, não definidas e mostram relação mínima ou inexistente com os reservatórios produtores de óleo (Figuras 34 e 35).

Figura 34 - Mapa do Atributo Média da Amplitude Absoluta sobre o topo do Grupo Macaé.

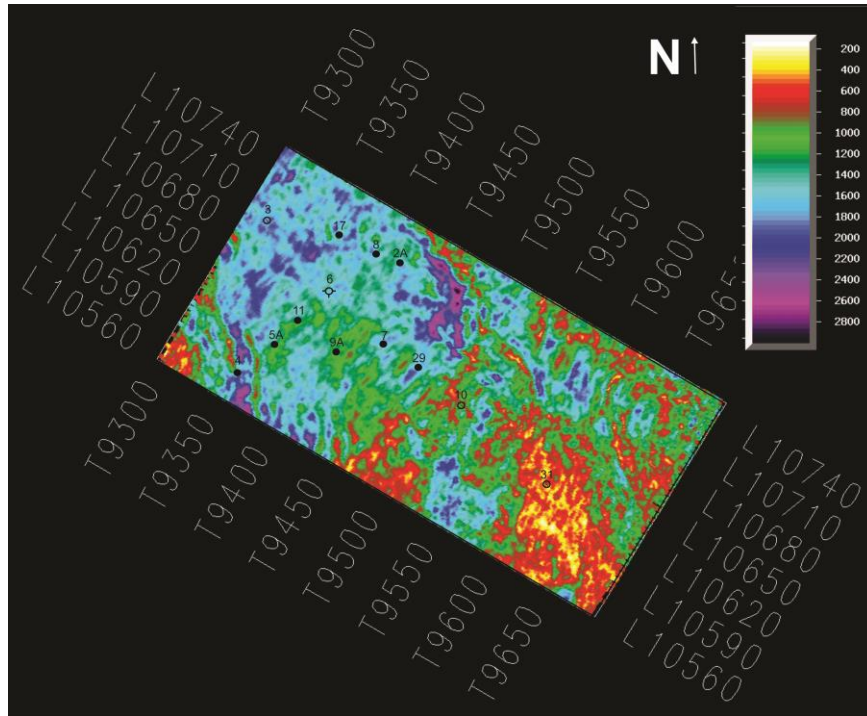
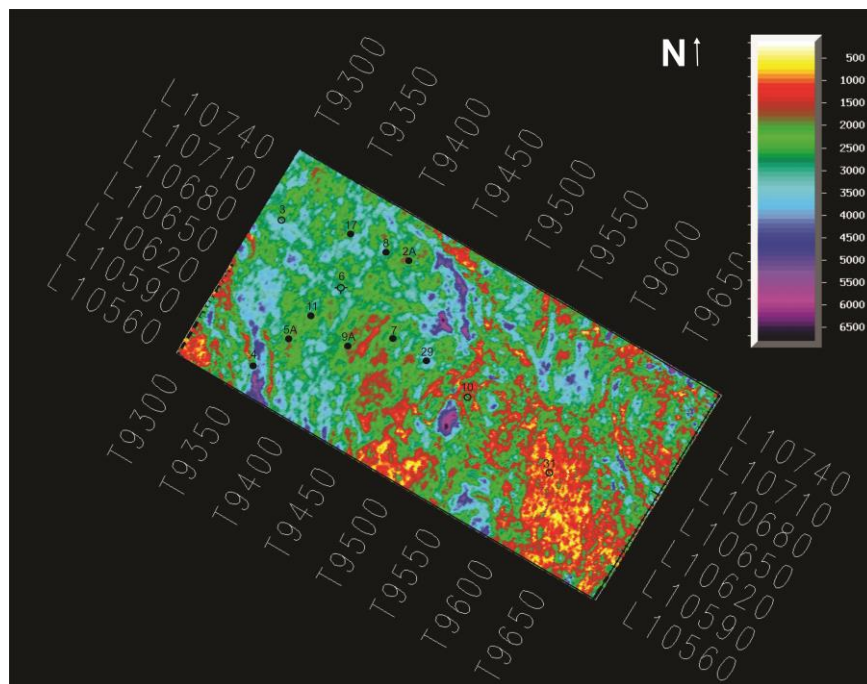


Figura 35 - Mapa do atributo sísmico Máxima Amplitude (*Maximum Trough Amplitude*) – topo do Grupo Macaé



Sobre os mapas de atributos sísmicos do intervalo reservatório Quissamã R A é possível observar que a anomalia principal está relacionada à área onde os poços foram perfurados (Figuras 36 e 37). Todos os poços secos encontram-se fora da anomalia principal e os poços direcionais encontram-se próximos desta, o que indica uma relação com a área portadora de hidrocarboneto. Esta mesma anomalia envolve predominantemente os poços produtores, com exceção do poço 3GP_0004_RJS, o que pode ser explicado pela presença do reservatório de pouca espessura preenchido com água.

Figura 36 - Mapa do Atributo Sísmico Amplitude RMS – Nível Reservatório Quissamã R A.

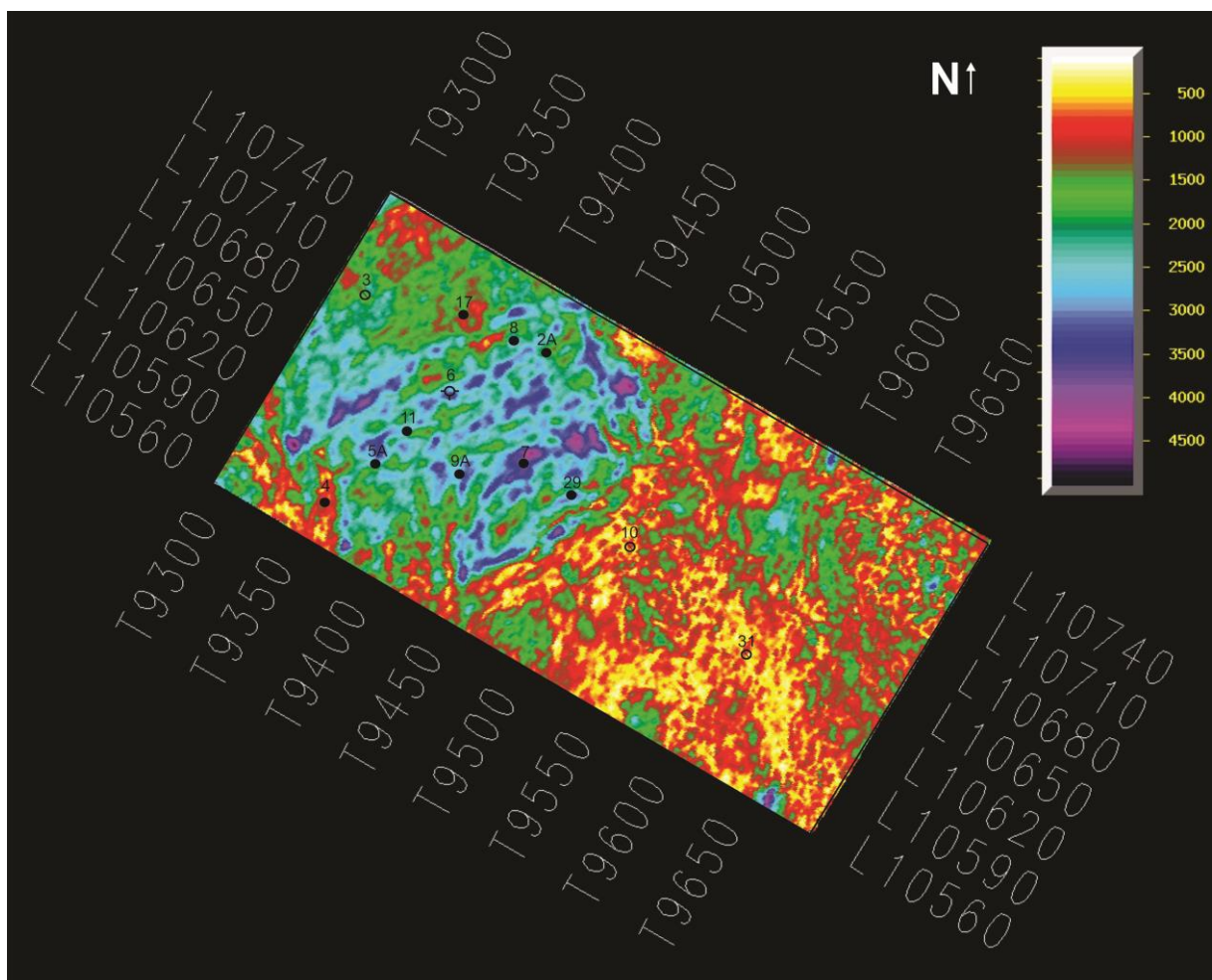
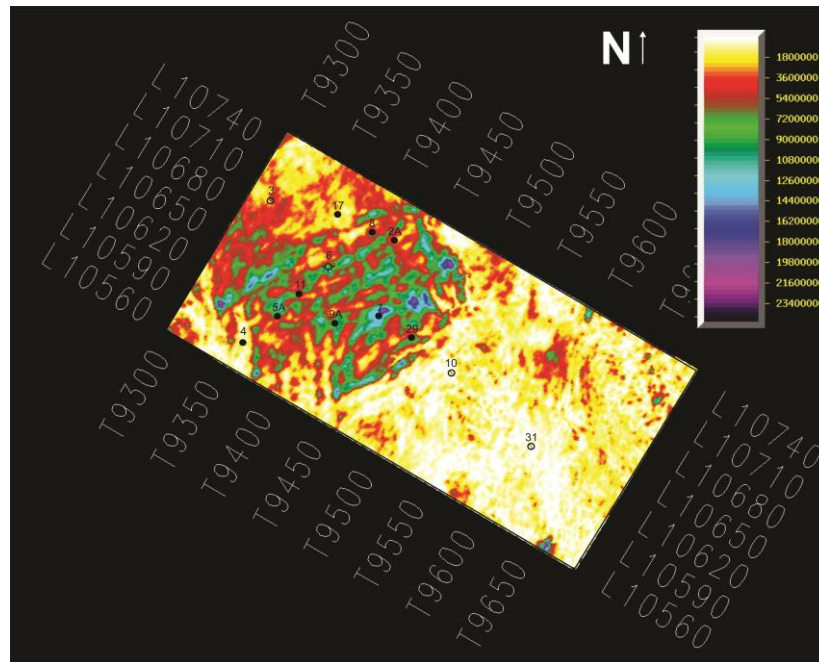
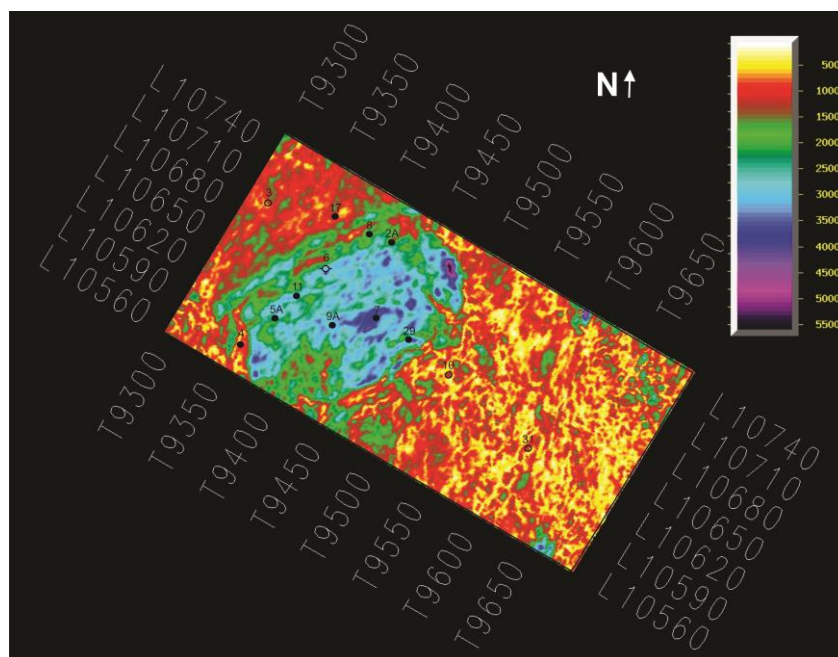


Figura 37 - Mapa do atributo sísmico Média de Energia (*Average Energy*) – Nível Quissamã R A.



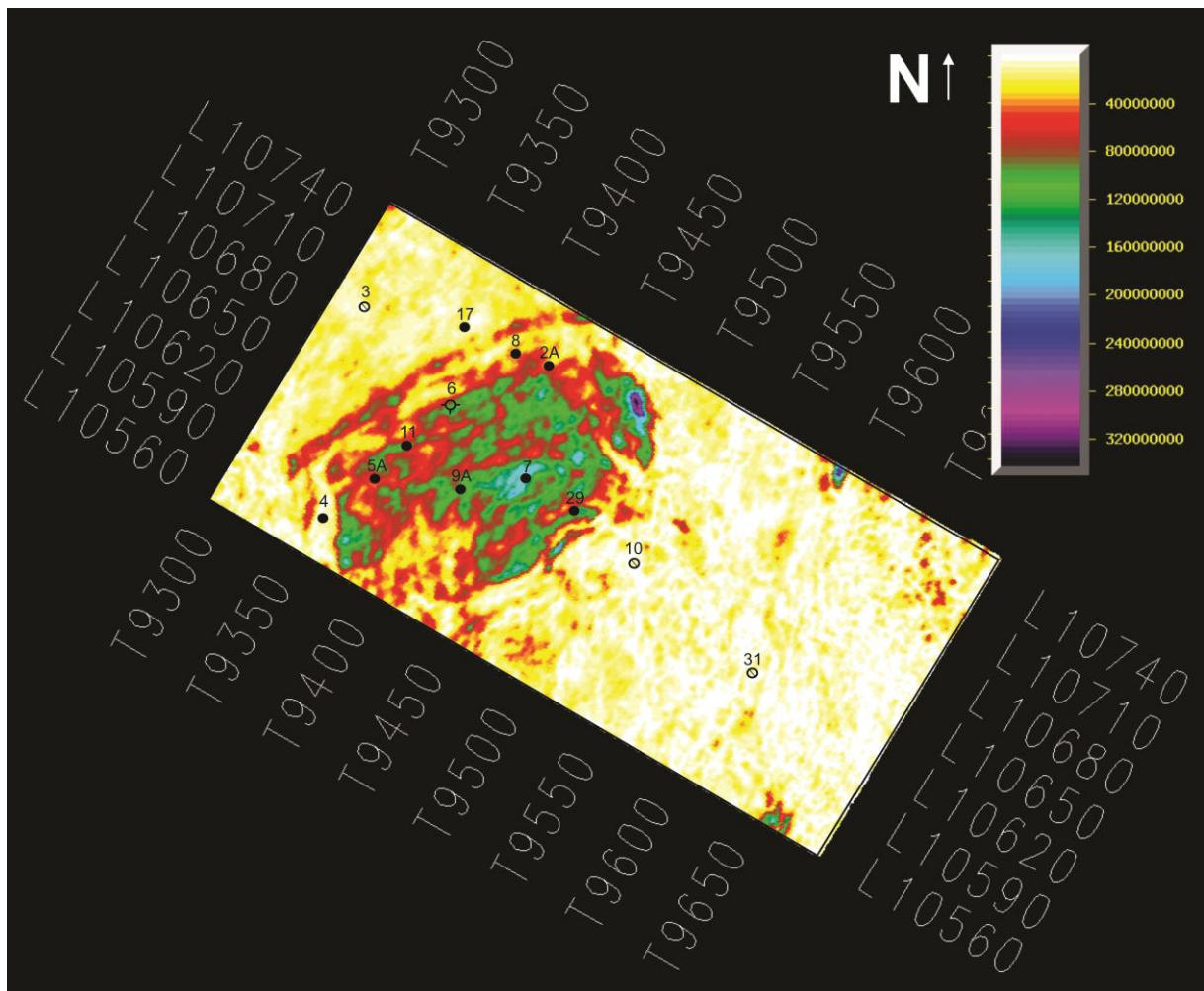
Os mapas de atributos sísmicos aplicados sobre os principais níveis reservatórios do campo de Garoupa (intervalo Quissamã R B) são melhores definidos do que no nível R A, e a mesma análise é válida para os poços secos (Figuras 38 e 39). Pode-se observar que existe uma aparente continuidade do reservatório no nível Quissamã RB.

Figura 38 - Mapa do Atributo Sísmico RMS Amplitude – Nível Quissamã R B.



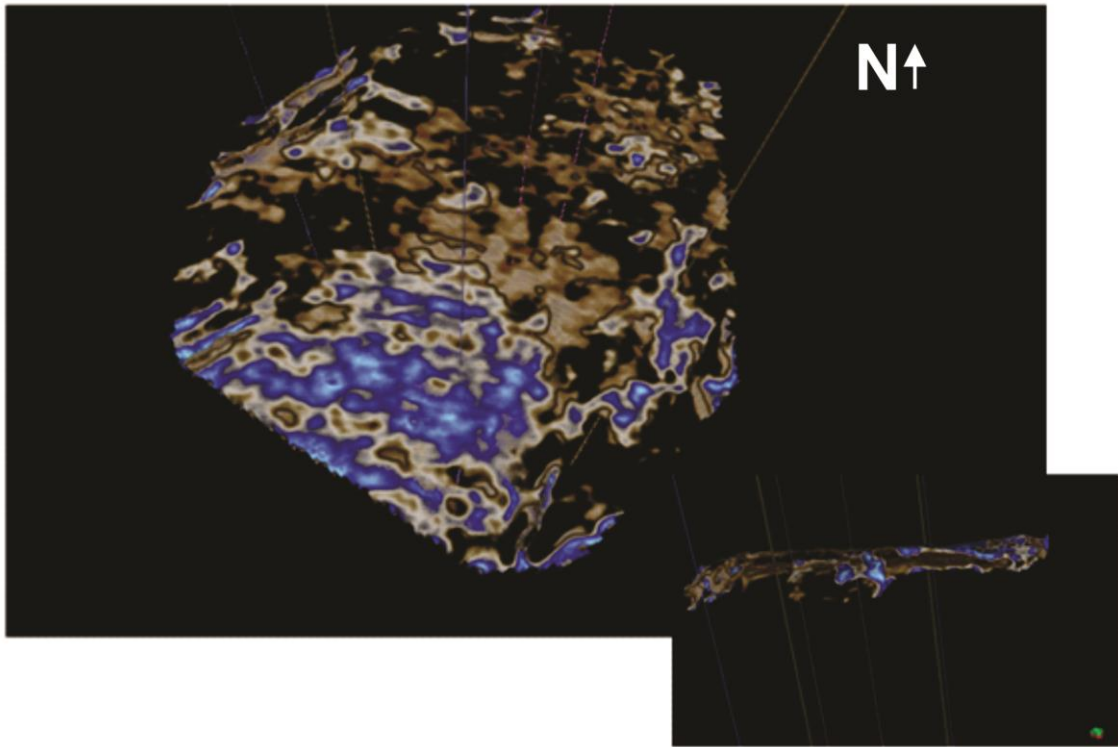
Nos mapas de atributos aplicados sobre a Formação Quissamã, é possível notar que a anomalia é melhor definida nos poços com coluna de óleo mais espessa, e que esta é inexistente aos poços que não possuem indícios de hidrocarbonetos ou possuem espessura menor que a resolução sísmica. A anomalia principal dos níveis reservatórios está distribuída na direção NE/SW sobre o alto estrutural principal do Campo de Garoupa.

Figura 39 - Mapa do atributo sísmico Energia Total – Nível Quissamã R B.



Foi realizada a aplicação de apenas um atributo volumétrico no *software* Petrel, para testar a sua eficiência com relação à caracterização dos níveis reservatórios. Quando observada a extração do reservatório pelo atributo volumétrico *Sweetness*, é possível visualizar a distribuição do reservatório carbonático em azul e cinza – os dois níveis estão iluminados pelo método Opacidade e Transparência (Figura 40).

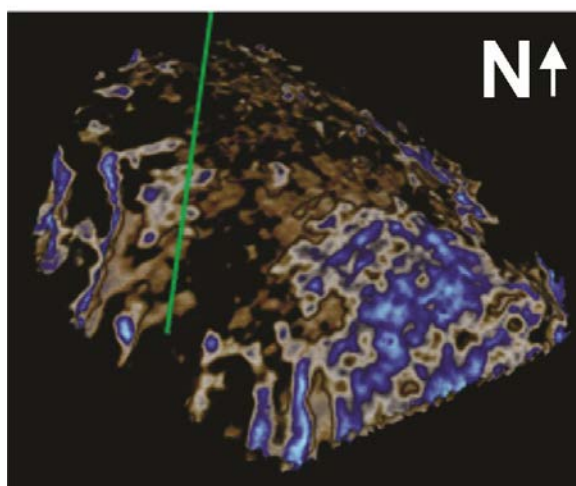
Figura 40 - Aplicação do atributo volumétrico *Sweetness* com destaque para os principais níveis reservatórios.



Os poços secos não se encontram em nenhuma anomalia principal dos mapas de atributos estratigráficos e no mapa da extração do reservatório pelo atributo *Sweetness*. É possível verificar que o poço 3GP_0003_RJS, apesar de estar localizado no alto estrutural, está fora das fácies reservatórios (Figura 41).

Figura 41 - Poço 3GP_0003_RJS fora das fácies reservatórios destacados no mapa do atributo *Sweetness*.

Poço 3GP_0003

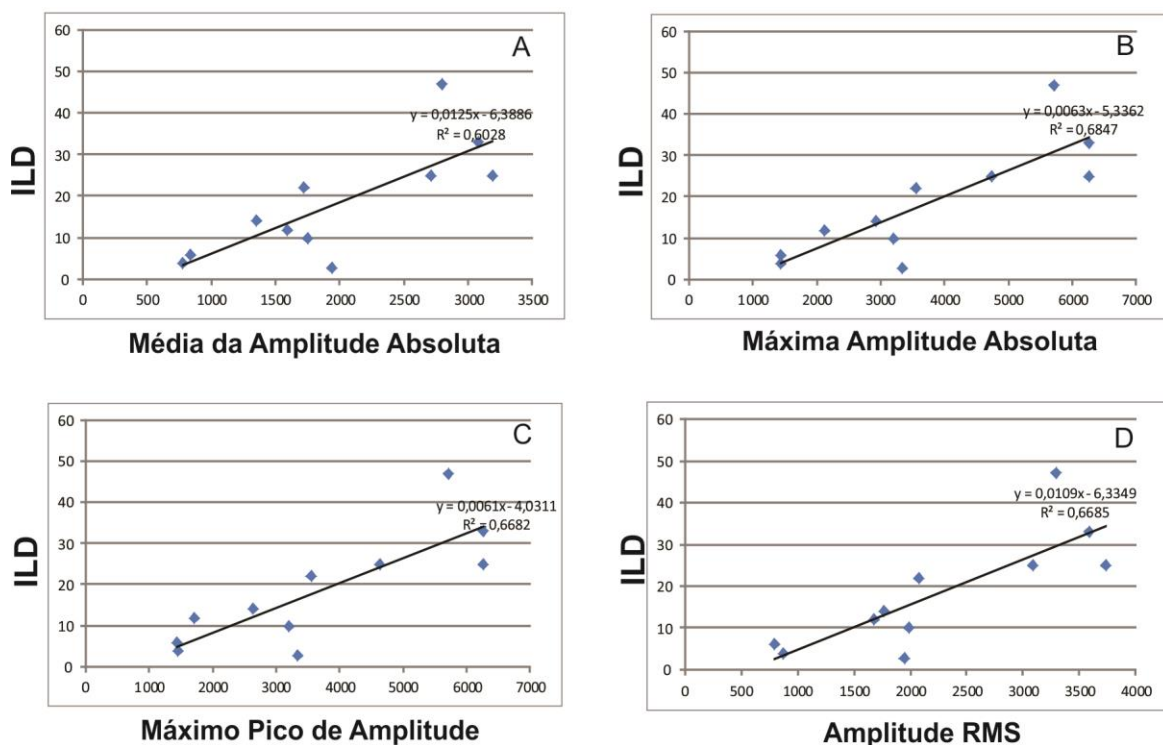


5.4 Gráficos Cruzados

Os gráficos cruzados ou *cross plots* foram elaborados com o intuito de correlacionar a propriedade da rocha com uma propriedade sísmica, neste caso, através da medição do valor do atributo sísmico (eixo X) e da resistividade, densidade e porosidade medidos da rocha no nível reservatório (eixo Y). Assim, é possível determinar que atributo possui melhor resposta a uma específica propriedade das rochas reservatórios.

A Figura 42 mostra que os *cross plots* entre a resistividade (ILD) e os atributos sísmicos Média de Amplitude Absoluta, Máxima Amplitude Absoluta, Pico Máximo de Amplitude e Amplitude RMS, possuem uma correlação linear entre eles. No gráfico com valores da Máxima Amplitude Absoluta (B), observa-se que os maiores valores de ILD, correspondentes às zonas portadoras de óleo, correspondem aos maiores valores de amplitude (entre 3550 e 6260).

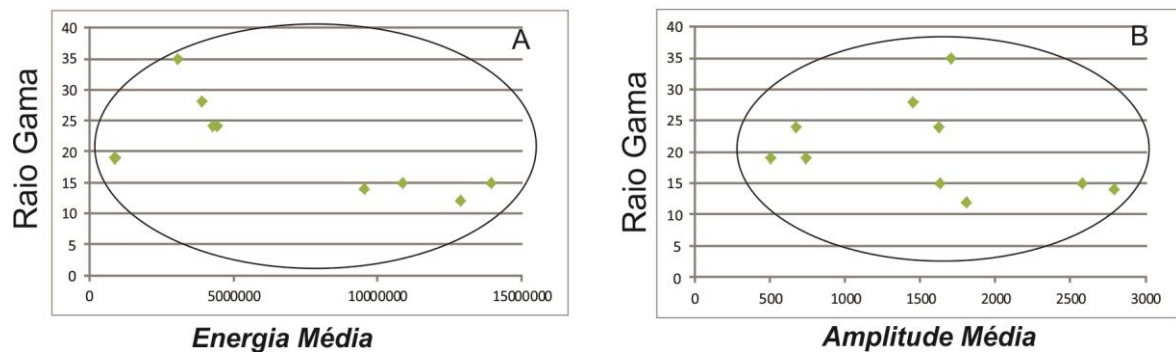
Figura 42 - Gráfico cruzado – (A) ILD x Média de Amplitude Absoluta, (B) ILD x Máxima Amplitude Absoluta, (C) ILD x Pico Máximo de Amplitude e (D) ILD x RMS Amplitude.



Enquanto alguns perfis geofísicos podem ser relacionados com a sísmica através destes gráficos cruzados, outros não mostram relação alguma com a resposta do atributo sísmico, como mostra a Figura 43 que ilustra a alta dispersão

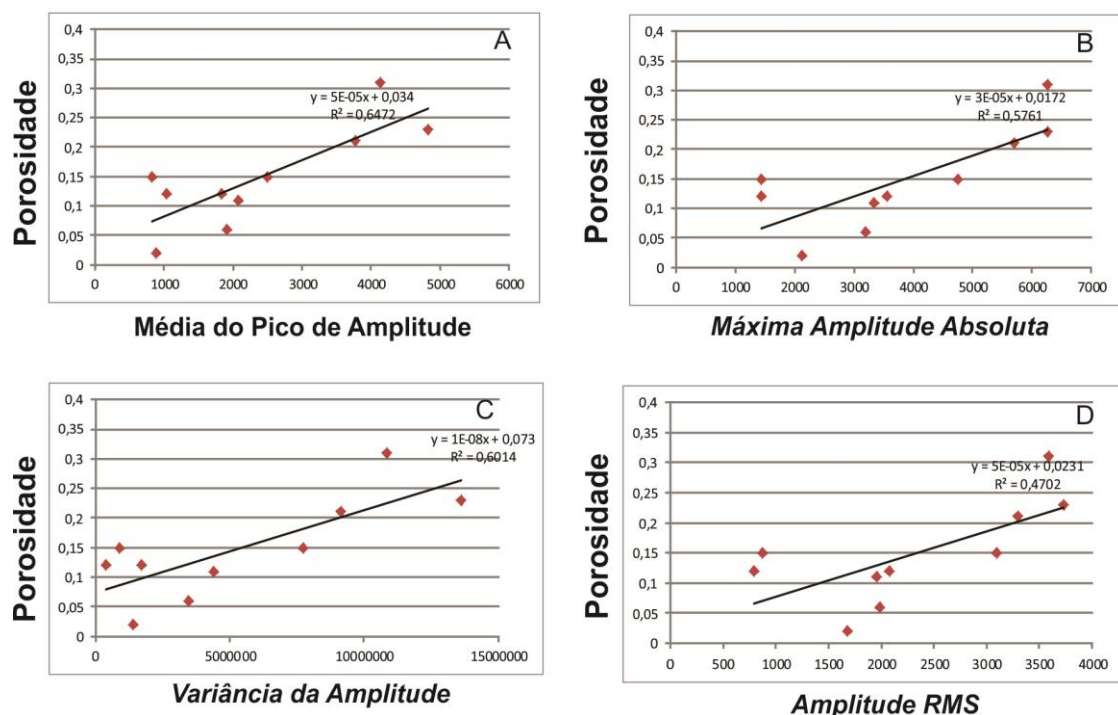
no gráfico entre o perfil de Raio Gama e os atributos sísmicos Energia Média e Amplitude Média (*Average Through Amplitude*).

Figura 43 - Gráfico cruzado entre (A) Raio Gama x Energia Média e (B) Raio Gama e Amplitude Média (*Average Through Amplitude*).



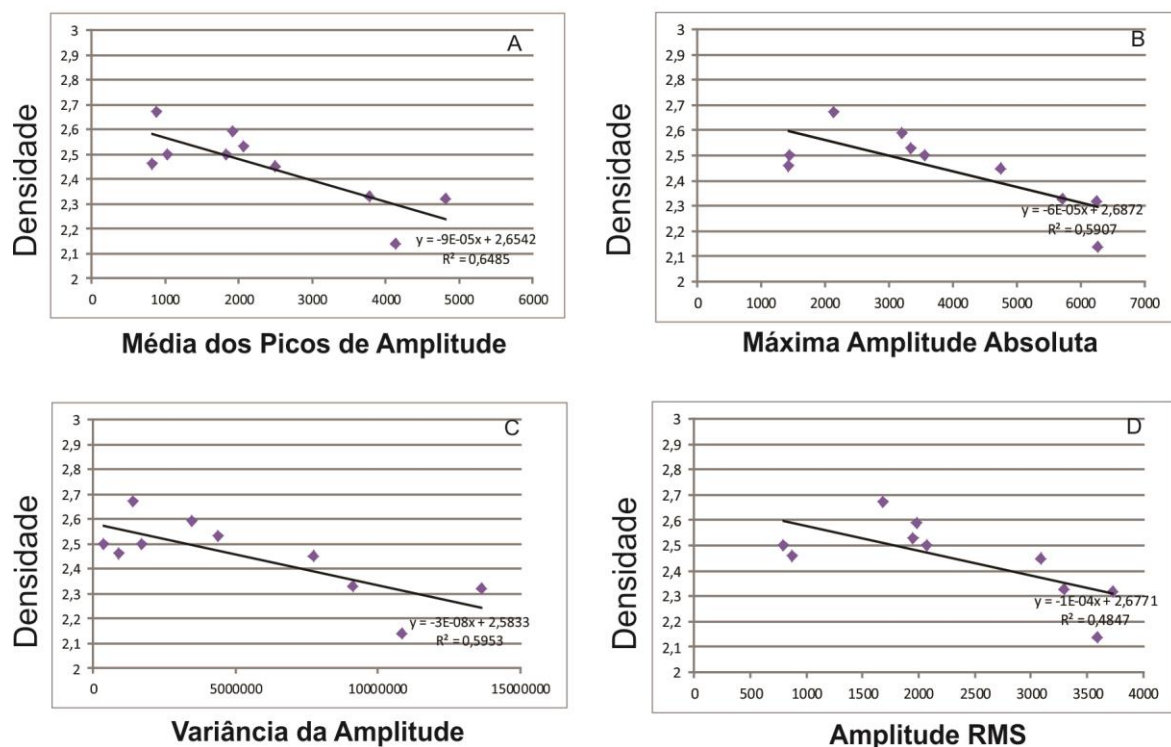
Os gráficos cruzados entre porosidade relativa e atributo sísmico mostram uma tendência, porém há uma dispersão considerável dos dados, como pode ser observado na Figura 44. O atributo de Máxima Amplitude Absoluta apresenta uma correlação linear que relaciona maiores valores de amplitude (4700 – 6300) aos maiores valores de porosidade (15 a 31%).

Figura 44 - Gráfico cruzado entre (A) Porosidade X Média do Pico de Amplitude; (B) Porosidade x Máxima Amplitude Absoluta; (C) Porosidade x Variância da Amplitude e (D) Porosidade x Amplitude RMS.



O perfil de densidade (RHOB) possui uma alta correlação com o gráfico cruzado do atributo Média dos Picos de Amplitude (Figura 45 - A). Os valores máximos de densidade são representados pelos menores valores de amplitude. Devido à relação entre porosidade e densidade (Equação 1), a equação da reta de tendência dos gráficos do perfil de densidade, permite o cálculo de valores de porosidade correspondentes.

Figura 155 - Gráfico cruzado entre (A) Densidade x Média dos Picos de Amplitude; (B) Densidade x Máxima Amplitude Absoluta; (C) Densidade x Variância em Amplitude e (D) Densidade x Amplitude RMS



A partir da análise dos gráficos cruzados, é possível interpretar que a propriedade física de resistividade (ILD) da rocha reservatório possui melhor correlação com os atributos sísmicos ($R^2 > 0,6$). A porosidade e densidade podem ser caracterizadas pelos atributos de Máxima Amplitude Absoluta, Amplitude RMS, Variância da Amplitude e Média dos Picos de Amplitude, porém apresentam uma dispersão considerável.

6 Conclusões

A metodologia aplicada nesta pesquisa – perfis de poço, correlação estratigráfica, interpretação sísmica, análise de atributos sísmicos e cálculos de gráficos cruzados – se mostra eficaz para a caracterização dos reservatórios do Campo de Garoupa.

A análise dos resultados obtidos permite concluir que este campo possui 6 principais níveis reservatórios, localizados em um alto estrutural a oeste do cubo sísmico interpretado, limitados por falhas normais e pela variação lateral de fácies da rocha carbonática, constituindo uma trapa estrutural-estratigráfica.

Os reservatórios do Campo de Garoupa são separados por variação vertical de fácies. A intercalação de calcarenitos e calcilutitos pode ser interpretada como uma possível variação do nível do mar, o que sugere diferentes ambientes de formações dos reservatórios.

A correlação dos poços e os mapas de tendência das propriedades físicas dos reservatórios revelam que esses níveis se comportam de maneiras diferentes, e possuem maiores valores de porosidade para SW e SE do alto estrutural.

Os reservatórios portadores de óleo no Campo de Garoupa, são caracterizados por alta resistividade (28 a 98 ohm.m), baixos valores de densidade (2,14 a 2,59 g/cm³) e valores de porosidade média de 20%.

Os mapas de contorno estrutural do Grupo Macaé apresentam duas direções principais de falhas no Campo de Garoupa: NW-SE e NE-SW. A falha que limita o campo a leste, está bem definida, possui grande extensão na área de estudo, e no nível estratigráfico do Grupo Macaé chega a ter 120 m de rejeito.

Os mapas de atributos sísmicos apresentam boa resposta para o reservatório do Campo de Garoupa. Contudo, as linhas sísmicas utilizadas possuem resolução mínima aproximada de 17 m para o intervalo de interesse, o que explica a ausência de anomalias de amplitude em alguns poços, como o 3GP_0004_RJS e 3GP_0002A_RJS. Os mapas de atributos também evidenciam melhor resposta à reservatórios portadores de óleo, portanto, sua resposta no Campo de Garoupa, está fortemente ligada ao tipo de fluido, confirmado pela alta correlação linear do perfil ILD com os atributos sísmicos.

Nessa linha, considerando que os mapas de atributos respondem aos reservatórios portadores de óleo, é possível afirmar que estes reservatórios estão alongados na direção NE-SW, que corresponde à direção da anomalia de amplitude.

Pode-se destacar a resposta dos mapas de atributos de Máxima Amplitude Absoluta e Amplitude RMS, pois eles evidenciam os reservatórios de hidrocarbonetos através de anomalias de amplitudes e possuem correlação linear ($R^2 > 0,6$) com o perfil de resistividade e com os perfis de densidade e porosidade.

Segundo os gráficos cruzados desta pesquisa, para a área de estudo, valores altos de amplitude (> 3500) representam áreas potenciais de reservatórios de hidrocarbonetos, pois indicam altos valores de porosidade ($>20\%$) e resistividade ($>25 \text{ ohm.m}$), e baixos valores de densidade ($< 2,4 \text{ g/cm}^3$), características dos principais reservatórios da área de estudo.

O Campo de Garoupa possui espessa coluna de óleo, porém há presença de reservatórios menores que a resolução sísmica para o intervalo da Formação Quissamã. Nesta linha, é recomendável a aplicação de inversão sísmica, para estudos futuros, pois esta técnica aumenta a resolução no intervalo reservatório e, assim, a caracterização dos níveis seria quantificada de modo mais confiável.

7 Referências Bibliográficas

APOSTILA PUC-RIO, 2012. Disponível em <http://www.maxwell.lambda.ele.puc-rio.br/5081/5081_3.PDF> Acesso em 29 set. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP – Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural – Maio de 2012. Disponível em <www.anp.gov.br/?dw=60889> Acesso em: 22 jan. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP – Disponível em <<http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round3/downloads/sg-campos.pdf>> Acesso em 29 mar. 2013.

AZEVEDO, L. – Seismic Attributes in Hydrocarbon Reservoir Characterization. Tese de Mestrado – Universidade de Aveiro, 165 p, 2009.

BANCO DE DADOS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO – BDEP – Produção de petróleo e gás natural por campo – 2012. Disponível em: <<http://www.bdep.gov.br/?id=441>>. Acesso em: 22 jan. 2013.

BANCO DE DADOS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO – BDEP – Planilha de poços disponíveis. Disponível em: < <http://www.bdep.gov.br/?id=261>>. Acesso em 20 jul. 2013.

BASSIOUNI, Z. Theory, Measurement, and Interpretation of Well Logs. Spe textbook series vol. 4. 372 p. 1994.

Bizzi, L. A.; Schobbenhaus, C.; Vidotti, R. M.; Gonçalves, J. H. (orgs.). 2003. Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil: texto, mapas & SIG. CPRM – Serviço Geológico do Brasil, Brasília. 692p.

BROWN, A. R. Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data, sixth edition. AAPG Memoir/SEG Investigations in Geophysics No. 9. 2001.

CHANG, H. K.; KOWSMANM, R. O.; FIGUEIREDO, A. M. F. “Novos Conceitos sobre o Desenvolvimento das Bacias Marginais do Leste Brasileiro”, in G. P. Raja Gabaglia & E. J. Milani (eds.). Origem e Evolução de Bacias Sedimentares. Rio de Janeiro, Petrobras, 1990, pp. 269-89.

CHANG, H. K.; ASSINE, M. L.; CORRÊA, F. S.; TINEN, J. T.; VIDAL, A. C.; KOIKE, L. "Sistemas Petrolíferos e Modelos de Acumulação de Hidrocarbonetos na Bacia de Santos", in Revista Brasileira de Geociências, 38 (suplemento), 2008, pp. 29-46.

CHEN, Q., SIDNEY, S. Seismic Attribute Technology for Forecasting and Monitoring. The Leading Edge, 16, pp 445-456, 1997.

FREITAS, J. T. R. Ciclos Depositionais Evaporíticos da Bacia de Santos: uma Análise Cicloestratigráfica a Partir de Dados de 2 Poços e de Traços de Sísmica. Dissertação de mestrado. Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2006.

GAMBOA, L. A. P.; MACHADO, M. A. P.; SILVA, D. P.; FREITAS, J. T. R.; SILVA, S. R. P. "Evaporitos Estratificados no Atlântico Sul: Interpretação Sísmica e Controle Tectono-estratigráfico na Bacia de Santos", in W. U. Mohriak; P. Szatmari; S. M. C. Anjos (eds.). *Sal: Geologia e Tectônica*. São Paulo, Beca, 2008, pp. 340-59.

KNIGHT, W. V., Estimating the Value of a Geophysical Survey. Society of Exploration Geophysicists, 46-48 p.

LIMA, P.C.R. Setor Petrolífero Nacional. Julho de 2003. Biblioteca Digital da Câmara dos Deputados. Disponível em <http://bd.camara.gov.br/bd/bitstream/handle/bdcamara/1436/setor_petroliero_lima.pdf?sequence=1> Acesso em 10 nov 2013.

LINER, C. L., Elements of 3D Seismology, 2nd Edition, PennWell, Tulsa, 608 p, 2004.

PEREIRA, M. J. & FEIJÓ, F. J. "Bacia de Santos", in Boletim de Geociências da Petrobras, 8, 1994, pp. 219-34.

RANGEL, H.D. A geologia do petróleo na Bacia de Campos. Concepções de Alberto Ribeiro Lamego em 1994, Anais do I Simpósio de Geologia Regional RJ-ES, Sociedade Brasileira de Geologia. P. 1-13. 1987.

RANGEL, H. D; MARTINS, F.A.L.; ESTEVES, F.R., FEIJÓ, F.J. Bacia de Campos. Boletim de Geociências da Petrobrás. 8:203-218. 1994.

RANGEL, H.D. & MARTINS, C.C. Principais compartimentos exploratórios, Bacia de Campos. In: (ed.) Searching for Oil and Gas in the Land of Giants. Rio de Janeiro. Schlumberger p.32-40. 1998.

RICCOMINI, C., SANT'ANNA, L.G., TASSINARI, C.C.G., 2012. Pré-sal: geologia e exploração. Revista USP 95, 33-42.

Rider, M.; 2002. The Geological Interpretation of Well Logs. 2ª Edição. Rider-French Consulting Ltd, Sutherland, Scotland, 280p.

SCHLUMBERGER. Disponível em
<http://www.slb.com/services/technical_challenges/carbonates.aspx>. Acesso em: 29 ago. 2013.

SERVIÇO GEOLÓGICO DO BRASIL – CPRM – Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil (Texto, Mapas & SIG). Parte IV – Recursos Minerais Industriais e Energéticos. Capítulo X – Recursos Minerais Energéticos: Petróleo, pag. 567-568. 2003.

SPADINI, A.R., ESTEVES, F.R., AZEVEDO, R.L.M. O Ritmito do Albiano Superior da Formação Macaé, Bacia de Campos, Um Marco Estratigráfico com Significado Paleoambiental e Cronoestratigráfico. Anais do X Congresso Brasileiro de Paleontologia, Rio de Janeiro, 19-25 de Julho, 1987.

STEVANATO, A.C.R.S., Análise Petrofísica de Reservatórios. Trabalho de Conclusão de Curso, Unicamp. 2011.

THEDY, E.A., ZARPELON, P.R., CARNEIRO, S.R.R. Integração de Dados Sísmicos, de Perfis e de Rocha no Estudo da Geometria do Campo de Garoupa, Bacia de Campos. 5th International Congress of the Brazilian Geophysical Society. 07 de novembro de 1997. Disponível em
<<http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=61047>>. Acesso em 22 jan. 2013.

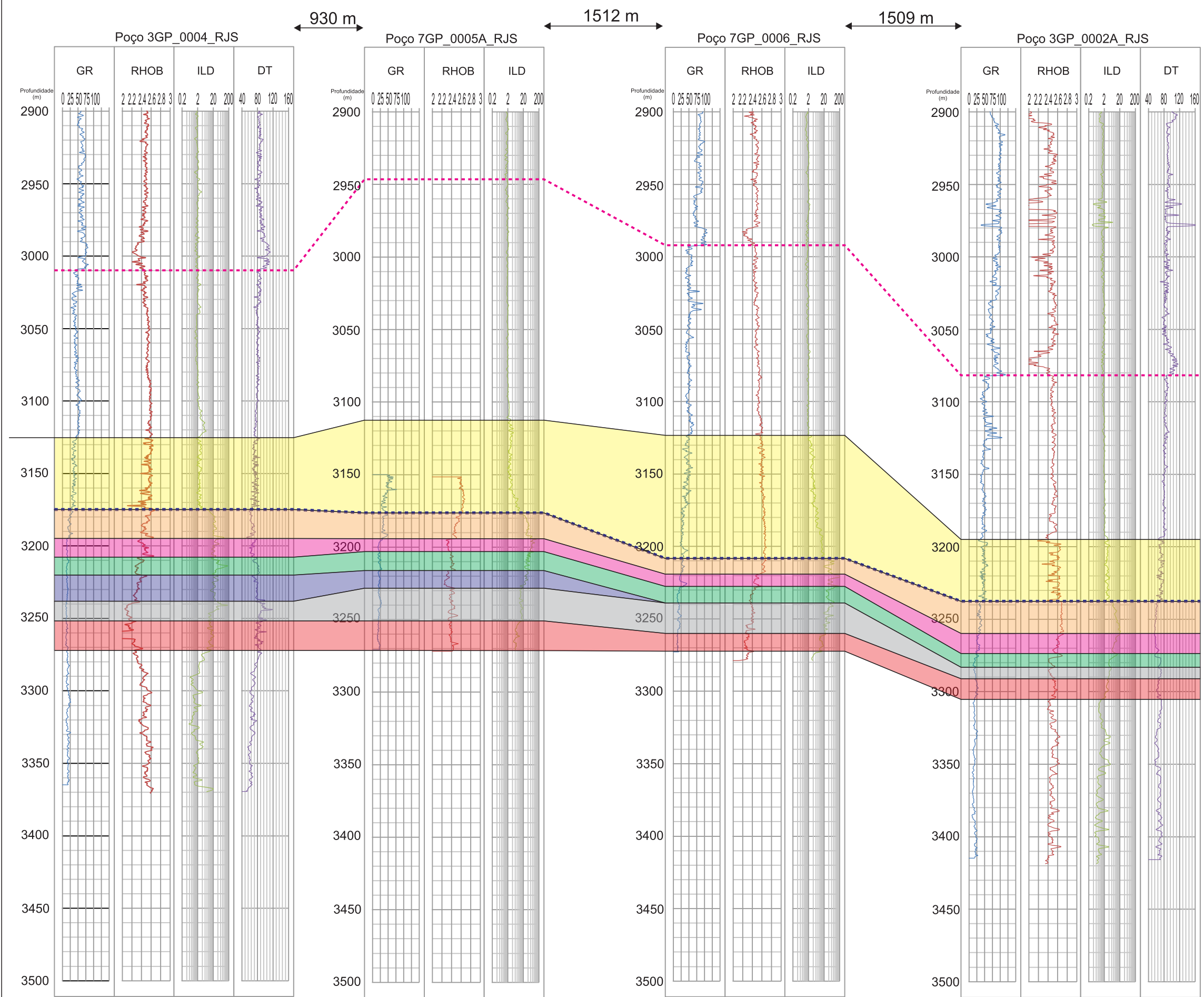
TIGRE, C.A. 1988. Garoupa: descoberta, delimitação e desenvolvimento. In: PETROBRAS, Seminário de Geologia de Desenvolvimento e Reservatório, 3, Salvador, Anais, 87-99.

WINTER, R.W.; JAHNERT, R.J.; FRANÇA, A.B. maio/novembro 2007. Bacia de Campos. In: Boletim de Geociências da Petrobrás – v. 15, n. 2 – maio/novembro 2007, Rio de Janeiro, p. 511-529.

YILMAZ, Oz. Seismic Data Analysis – Processing, Inversion and Interpretation of Seismic Data. Volume I – Editor Stephen M. Doherty, Society of Exploration Geophysicists.

SW

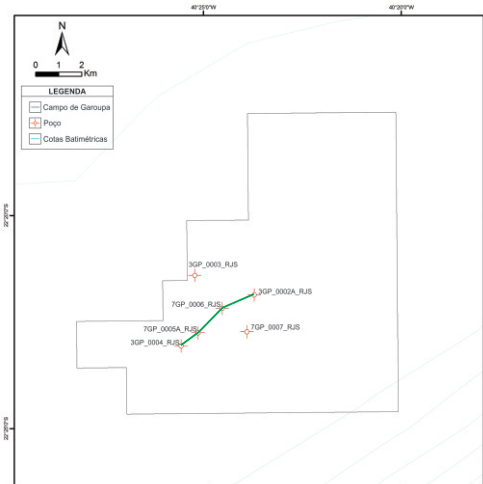
NE



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
"JULIO DE MESQUITA FILHO"
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS E CIÊNCIAS EXATAS

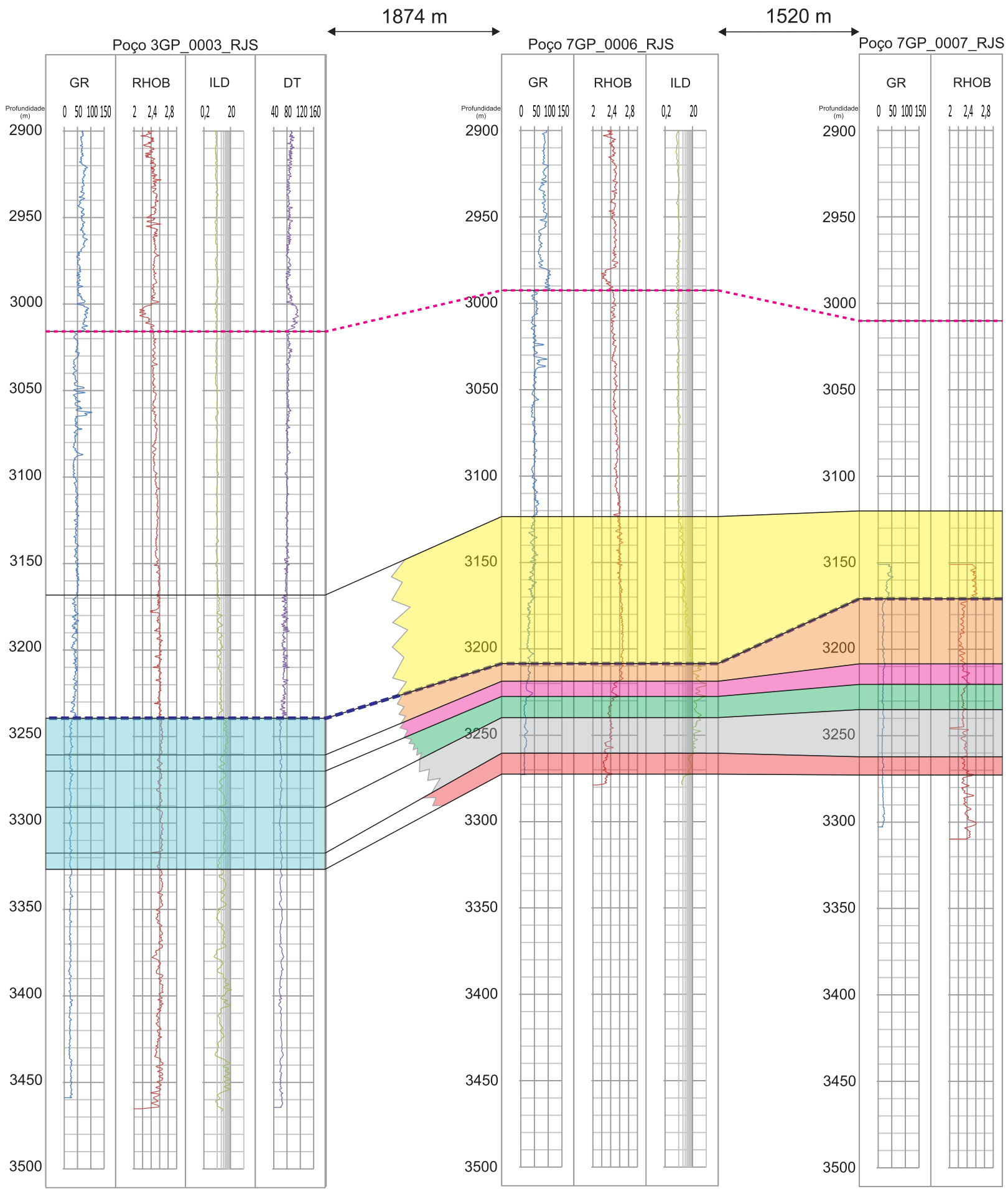


Apêndice A - Correlação dos Poços (A)



NW

SE

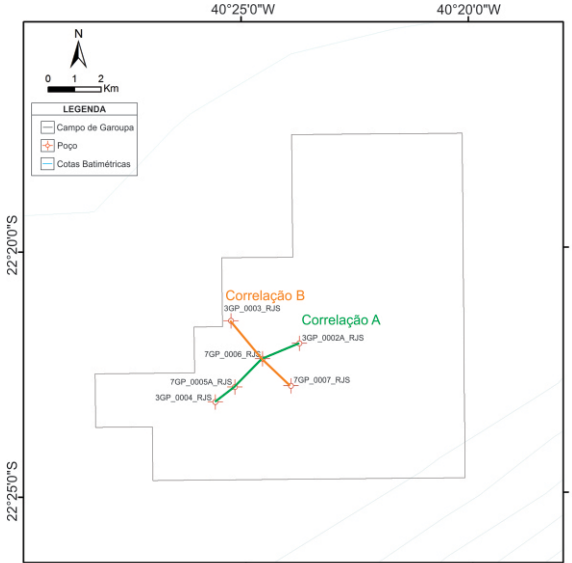


unesp

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
"JULIO DE MESQUITA FILHO"
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS E CIÊNCIAS EXATAS



Apêndice B - Correlação dos Poços (B)



LEGENDA

